

Diseño e implementación en ATP de redes de distribución prototipo de media tensión en Colombia para pruebas de localización de fallas.

Jhonatan Osorio Parra

Universidad Tecnológica de Pereira

Facultad de Ingenierías: Eléctrica, Electrónica, Física, y Ciencias de la Computación

Programa de Ingeniería Eléctrica

Pereira, 2014

**Diseño e implementación en ATP de redes de distribución prototipo de media tensión
en Colombia para pruebas de localización de fallas.**

Jhonatan Osorio Parra

**Proyecto de grado presentado como requisito para
optar al título de Ingeniero Electricista**

Director: Ph.D Juan José Mora Flórez

**Universidad Tecnológica de Pereira
Facultad de Ingenierías: Eléctrica, Electrónica, Física, y Ciencias de la Computación
Programa de Ingeniería Eléctrica
Pereira, 2014**

Agradecimientos

Mis agradecimientos van hacia las personas que ayudaron en la realización de este proyecto, Andrés Panesso, Cristian Grajales, Walter Gil y especialmente al profesor Juan José Mora que me entrego la oportunidad de trabajar en un grupo de investigación y tuvo la sensatez de entender mi situación actual que me llevo a tomar decisiones.

*A mi familia que siempre me apoyo en las acciones que tome referente a este proyecto, mis hermanos que se percataron de que no me faltara nada. A Yuliana que representa mi vida en términos de felicidad y progreso. Y finalmente a la persona que más tengo que agradecerle es a **mi madre María Derlly**, ella justifico todos mis esfuerzos para ser quien soy hoy en día.*

Tabla de contenido

1.	INTRODUCCIÓN	9
1.1	Definición del problema	9
1.2	Motivación	9
1.3	Propuesta de solución	10
1.4	Objetivos.....	10
1.4.1.	Objetivo general.....	10
1.4.2.	Objetivos específicos	11
1.5	Aportes del trabajo de grado	11
1.6	Estructura del documento.....	11
2.	CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN..	13
2.1.	Sistema de distribución	13
2.1.1.	Composición de un sistema de distribución	13
2.1.1.1.	Subestaciones secundarias	13
2.1.1.2.	Circuitos primarios	14
2.1.1.3.	Transformadores de distribución	14
2.1.1.4.	Circuitos secundarios	14
2.1.2.	Clasificación de un sistema de distribución	14
2.1.2.1.	Clasificación de un sistema de distribución según su construcción	14
2.1.2.2.	Clasificación de un sistema de distribución según su tensión de servicio	16
2.1.2.3.	Clasificación de un sistema de distribución según su zona geográfica	17
2.1.2.4.	Clasificación de un sistema de distribución según el tipo de carga conectada	18
2.2.	Regulación de tensión.....	19
2.3.	Factor de potencia	20
2.4.	Modelo de carga	21
2.4.1.	Modelo de impedancia constante.....	21
2.4.2.	Modelo de corriente constante.....	22
2.4.3.	Modelo de potencia constante.....	22
2.4.4.	Modelo de carga polinomial	22
2.5.	Transformador.	23
2.6.	Vano	24
2.7.	Flecha.....	24

2.8.	Distancia entre conductores	25
3.	CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CREACIÓN DE REDES	27
3.1.	Normas técnicas.....	27
3.1.1.	Normas técnicas de circuitos de distribución de 13,2 kV	28
3.1.1.1.	Conductores.....	28
3.1.1.2.	Vanos	28
3.1.1.3.	Tipo de estructura	28
3.1.1.4.	Factor de potencia	28
3.1.1.5.	Regulación de tensión.....	29
3.1.2.	Normas técnicas de circuitos de distribución de 34,5 kV.	29
3.1.2.1.	Conductores.....	29
3.1.2.2.	Vanos	29
3.1.2.3.	Tipo de estructura	29
3.1.2.4.	Regulación de tensión.....	30
3.1.2.5.	Factor de potencia	30
3.1.3.	Normas técnicas de circuitos de distribución de 44 kV	30
3.1.3.1.	Conductores.....	30
3.1.3.2.	Vanos	30
3.1.3.3.	Tipo de estructura	30
3.1.3.4.	Regulación de tensión.....	31
3.1.3.5.	Factor de potencia	31
3.2.	Diseño de circuitos.....	31
3.2.1.	Red urbana de 13,2 kV	32
3.2.1.1.	Tipos de estructuras	32
3.2.1.2.	Conductores.....	34
3.2.1.3.	Regulación de tensión.....	35
3.2.1.4.	Factor de potencia	35
3.2.1.5.	Modelo de carga	35
3.2.2.	Red rural de 34,5 kV.....	38
3.2.2.1.	Tipos de estructuras	38
3.2.2.2.	Conductores.....	40
3.2.2.3.	Regulación de tensión.....	41
3.2.2.4.	Factor de potencia	41

3.2.2.5. Modelo de carga	41
3.2.3. Red rural de 44 kV.....	42
3.2.3.1. Tipos de estructuras	42
3.2.3.2. Conductores.....	44
3.2.3.3. Regulación de tensión.....	45
3.2.3.4. Factor de potencia	45
3.2.3.5. Modelo de carga	45
3.2.4. Red rural 34,5 kV con cable de guarda.....	46
3.2.4.1. Tipos de estructura.....	46
3.2.4.2. Conductores.....	49
3.2.4.3. Regulación de tensión.....	49
3.2.4.4. Factor de potencia	49
3.2.4.5. Modelo de carga	49
3.2.5. Red urbana de 13,2 kV con neutro.....	49
3.2.5.1. Tipos de estructuras	50
3.2.5.2. Conductores.....	52
3.2.5.3. Regulación de tensión.....	52
3.2.5.4. Factor de potencia	52
3.2.5.5. Modelo de carga	52
4. EVALUACIÓN DE CIRCUITOS	54
4.1. Condiciones previas para la incorporación de las redes en ATPdraw	54
4.2. Condiciones posteriores para incorporación de las redes en SimulaciónRF y ATPxchange.....	59
4.2.1. Simulación RF.....	59
4.2.1.1. Requisitos mínimos del circuito implementado en ATPdraw para uso del SimRF	59
4.2.2. ATPXchange	60
4.2.2.1. Requisitos mínimos del circuito en ATPdraw para uso del ATPXchange	60
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	64
5.1. Conclusiones generales.....	64
5.2. Recomendaciones	64
5.3. Trabajo futuro.....	65
6. BIBLIOGRAFÍA.....	66

Lista de figuras

Figura 2.1. Diagrama del transformador ideal.....	23
Figura 2.2. Representación gráfica del vano y la flecha.	25
Figura 3.1. Pin sencillo triangular en suspensión (LD001).....	33
Figura 3.2. Configuración red subterránea (LD002)	33
Figura 3.3. Estructura en H (LD003)	39
Figura 3.4. Estructura en H para ángulos (LD004).....	39
Figura 3.5. Estructura triangular en ángulo (LD005)	40
Figura 3.6. Estructura en V (LD006)	43
Figura 3.7. Estructura en delta (LD007)	43
Figura 3.8. Estructura en H (LD008)	44
Figura 3.9. Estructura en tormenta (LD009)	47
Figura 3.10. Estructura en H (LD010)	48
Figura 3.11. Estructura en semibandera (LD011)	48
Figura 3.12. Estructura triangular con cable de guarda (LD012).....	50
Figura 3.13. Estructura en bandera con cable de guarda (LD013)	51
Figura 3.14. Estructura en semibandera (LD014)	51
Figura 4.1. Ventana de dialogo <i>settings</i> ATPdraw (simulation).	55
Figura 4.2. Cuadro de dialogo LCC.....	56
Figura 4.3. Cuadro de dialogo fuente “ <i>AC source(1&&3)</i> ”	57
Figura 4.4. Cuadro de dialogo medidor de corriente	58
Figura 4.5. Normalización de la carga conectada (GUI).	58
Figura 4.6. Numeración de los nodos	60
Figura 4.7. Numeración de los nodos en los medidores	60
Figura 4.8. Cuadro de diálogo carga híbrida	61
Figura 4.9. Opciones del ATPdraw	62
Figura 4.10. Señalización para longitud de la línea	63

Lista de tablas

Tabla 2.1. Tipos de servicios en redes secundarias.	17
Tabla 3.1. Estructuras seleccionadas para red urbana de 13,2 kV.....	32
Tabla 3.2. Características cable ACSR	34
Tabla 3.3. Características cable ACSR	34
Tabla 3.4. Características cable XLPE.....	35
Tabla 3.5. Caracterización de carga red urbana de 13,2 kV.....	38
Tabla 3.6. Tipos de estructuras seleccionadas red 34,5 kV rural	38
Tabla 3.7. Características del AAAC.....	40
Tabla 3.8. Características del AAAC.....	41
Tabla 3.9. Caracterización cargas red 34,5 kV rural.....	42
Tabla 3.10. Estructuras seleccionadas red 44 kV	42
Tabla 3.11. Características del Partridge (ACSR)	45
Tabla 3.12. Caracterización de cargas red 44 kV	46
Tabla 3.13. Estructuras seleccionadas red rural 34,5 kV con cable de guarda.....	47
Tabla 3.14. Caracterización carga red rural 34,5 kV con cable de guarda	49
Tabla 3.15. Estructuras seleccionadas red urbana de 13,2 kV con cable de neutro	50
Tabla 3.16. Caracterización de carga red urbana de 13,2 kV con cable de neutro.....	53

Capítulo 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Definición del problema

El grupo de investigación de calidad de la energía eléctrica y estabilidad (ICE3) de la Universidad Tecnológica de Pereira, utiliza las redes de distribución primaria prototipo contenidas en bases de datos de organizaciones como la IEEE y en ocasiones, se utilizan redes de distribución reales del sector eléctrico colombiano mientras la empresa encargada lo permita. Todo esto con el propósito de validar los métodos de localización de fallas desarrollados por el grupo de investigación, ya que éste no cuenta con redes de distribución primaria propias para realizar estudios relacionados con la localización de fallas paralelas, que son de gran importancia para el sector eléctrico colombiano para amortiguar los problemas de continuidad del servicio, asociado a los índices de calidad ITAD e IRAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad e Índice de Referencia Agrupado de Discontinuidad, respectivamente) que determinan de manera cuantitativa la calidad de servicio.

Sin embargo, la mayoría de las redes que utiliza el grupo de investigación para validar metodologías de localización de fallas no están ligadas completamente a los reglamentos y normas técnicas empleadas por el sector eléctrico colombiano, por lo tanto no se puede tener certeza de la validez de los métodos de localización de fallas paralelas en los sistemas eléctricos colombianos reales, teniendo en cuenta el número de redes de distribución primarias que puede tener el territorio colombiano donde los parámetros eléctricos y mecánicos de cada red puede cambiar de forma significativa. Tal es el caso de aspectos como: el tipo de conductor, la estructura a utilizar, la configuración de las líneas, la utilización del cable de guarda, el tipo de carga conectada, entre otros; estas son particularidades que pueden hacer que en los distintos circuitos de distribución puedan existir diferencias importantes, tanto en su funcionamiento como en los resultados obtenidos de la aplicación de una metodología de localización de fallas. Esto indica una particularización de las conclusiones de los métodos de localización de fallas en base a las redes de distribución utilizadas por el grupo de investigación, a diferencia de las redes reales que presentan las empresas del sector eléctrico colombiano que si presentan características relacionadas con los reglamentos y normas técnicas pertinentes, no obstante estas redes solo pueden ser utilizadas en proyectos de investigación cuando la misma lo autorice y no cuando el grupo de investigación lo requiera.

1.2 Motivación

En los últimos años, el grupo de investigación ICE3 en sus estudios relacionados con las metodologías de localización de fallas ha utilizado solamente redes de bases de datos de ciertas organizaciones las cuales son reconocidas mundialmente. Un claro ejemplo es la IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), que en muchos de sus artículos proponen redes prototipo de distribución primaria y que son de aplicación abierta a investigadores. Es así como el grupo ICE3 ha trabajado principalmente en dos redes prototipo de esta organización, donde una de estas redes es de 34 nodos y la otra de 44 nodos, para distintos

niveles de tensión. Aunque estas redes están normalizadas para estudios relacionados con sistemas de distribución, son sistemas que no están plenamente arraigados a lo que el sector eléctrico colombiano propone en sus redes de distribución. Algunos investigadores han realizado leves modificaciones a estas redes con base en los sistemas eléctricos colombianos, sin embargo, estas son pocas y solamente para estudios específicos relacionados con el parámetro a alterar, como la carga y el modelado de líneas.

Cuando se quieren realizar estudios o investigaciones para alguna empresa u operador de red, este puede llegar a ofrecer alguno de sus sistemas instalados en el territorio colombiano para hacer los estudios correspondientes, permitiendo ratificar al sector eléctrico colombiano las metodologías de localización de fallas. Lastimosamente, al ser estos circuitos propiedad de la empresa u operador de red, solo se permite hacer uso del sistema con permiso de ésta para fines investigativos que únicamente benefician la organización.

Es de gran interés simular redes que puedan estar estandarizadas por el grupo de investigación con base en el sector eléctrico colombiano, ya que no sería necesario hacer modificaciones a redes normalmente usadas ni habría que depender de las empresas encargadas del negocio de la distribución para utilizar sus redes, y así validar las metodologías de localización de fallas con respecto a los sistemas eléctricos colombianos sin ningún inconveniente.

1.3 Propuesta de solución

A partir de la definición del problema, se presenta la propuesta de crear un número determinado de redes de distribución primarias que contengan en su configuración y topología, las características más importantes del sector eléctrico colombiano, con el fin de que estas redes puedan simular un comportamiento general de la mayoría de las redes de distribución primaria del territorio colombiano, en los niveles 2 y 3 (13,2 kV 34,5 kV y 44kV), para que estas redes puedan servir al grupo de investigación en calidad de la energía eléctrica y estabilidad ICE3, para generalizar las metodologías aplicadas para la localización de fallas paralelas en sistemas de distribución primaria a los sistemas colombianos. Para el diseño, simulación y validación de las redes se establece como es costumbre en el grupo de investigación, el software libre ATP.

Las redes diseñadas estarán adaptadas a los requerimientos del grupo de investigación en relación a estudios de calidad de energía y estabilidad, específicamente a la aplicación de métodos de localización de fallas, las cuales están divididos en métodos basados en el modelo (MBM) y métodos basados en el conocimiento (MBC), donde se recogen prácticamente todas las metodologías de localización planteadas por distintos investigadores [MORA06].

1.4 Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Definir las características y modelar las redes de distribución prototipo que representen los circuitos de distribución primaria en Colombia, para propósitos de localización de fallas.

1.4.2. Objetivos específicos

- Recopilar normas de diseño y construcción de redes de media tensión, de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Realizar una comparación entre normas e identificar las características que tengan en común en el diseño de redes de distribución.
- Definir los criterios de diseño eléctrico y parámetros más importantes, tomando como referencia literatura especializada en redes de media tensión.
- Diseñar un conjunto de circuitos que modelen de manera aproximada el comportamiento de las redes de media tensión prototipo, de las empresas de distribución de energía eléctrica en Colombia.
- Implementar los circuitos propuestos en ATPdraw.

1.5 Aportes del trabajo de grado

Este trabajo de grado sirve como guía para los miembros del grupo de investigación ICE3 que estén interesados en diseñar circuitos que se asemejen al comportamiento de una red de distribución primaria nacional para alguna clase de estudio relacionado con la calidad de la energía y estabilidad, ya que en el contenido del documento se encuentran conceptos básicos y consideraciones necesarias para establecer un circuito de nivel de tensión 2 o 3 referido completamente al sector eléctrico colombiano. Además, las redes diseñadas en ATPdraw quedan disponibles para cualquier miembro del grupo de investigación ICE3 para futuros trabajos o estudios, de acuerdo a las necesidades individuales o colectivas. (Adicionalmente, para el grupo es de gran importancia conocer el ATPdraw y su funcionamiento, ya que de este software provienen los circuitos y las medidas necesarias para la ejecución de una metodología de localización de fallas, y las redes creadas se implementaron con este programa).

En general, los investigadores del grupo ICE3 que deseen validar alguna de las metodologías de localización de fallas propuestas por el grupo ICE3 no tendrán la necesidad de usar las redes prototipo de la IEEE o esperar a que alguna empresa le autorice hacer uso de uno de sus sistemas reales en el país.

1.6 Estructura del documento

Este documento está compuesto por seis capítulos. En el primer capítulo, se hace la introducción al documento presentando los motivos por los cuales se realiza el trabajo, se presenta la problemática, la motivación, la propuesta de solución y se presentan los objetivos, además de los aportes que deja el trabajo al grupo de investigación ICE3.

En el segundo capítulo, se realiza un recorrido por los conceptos básicos referidos a los sistemas de distribución para comprender la terminología y las metodologías aplicadas para diseñar una red de distribución primaria.

En el tercer capítulo, se muestran que consideraciones se tienen en cuenta para definir el número de redes y que características tienen cada una de ellas.

En el cuarto capítulo, se ilustra la validación de los circuitos y en qué condiciones deben estar las redes implementadas en ATPdraw para poder ser utilizadas en la localización de fallas.

En el quinto capítulo, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del trabajo realizado, además del trabajo futuro resultante de la ejecución del proyecto.

Capítulo 2

2. CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

En el diseño de redes de distribución es de gran importancia para el ingeniero conocer de manera detallada los conceptos asociados a los sistemas de distribución primaria para comprender el comportamiento y cualidades de estos circuitos a la hora de diseñarlos. De no tener claros los conceptos, se pueden cometer errores de diseño, comprometiendo el circuito y la calidad del servicio. Un ejemplo de esto es cuando se dimensiona mal un calibre de un conductor conectado a un alimentador, que podría ocasionar un sobrecalentamiento causando mayores pérdidas en el sistema o la posible fundición de este.

En este capítulo, se ilustran las definiciones necesarias para comprender de forma básica los sistemas de distribución.

2.1. Sistema de distribución

Se entiende por sistema de distribución a el conjunto de conductores o líneas, transformadores, cargas y demás elementos del sistema, para que la energía eléctrica generada en las centrales pueda ser recibida a niveles seguros en sitios de consumo, es decir, el sistema de distribución es el encargado de llevar la energía eléctrica al usuario final [RAMI04][BEAT98][EGEA09]. Es importante tener claro que el objetivo principal de los sistemas de distribución es el de mantener la relación directa con el usuario final, ya que esta es su función principal por lo que se requiere tener altos índices de continuidad del suministro [HERR13].

Durante los últimos años el estudio de los sistemas de distribución ha tomado gran envergadura debido a que estos están en constante crecimiento y la cantidad de información que se requiere para su planeamiento, diseño y construcción se ha vuelto enorme en comparación con los sistemas de transmisión y generación. En Colombia, aproximadamente 2/3 de la inversión total del sistema de potencia esta en los sistemas de distribución [RAMI04].

2.1.1. Composición de un sistema de distribución

Normalmente, un sistema de distribución inicia con las subestaciones de donde puede salir uno o varios circuitos primarios para alimentar distintas zonas mediante los transformadores de distribución que convierten los niveles de tensión a valores seguros para el consumo adecuado por parte del usuario [KERS12].

2.1.1.1. Subestaciones secundarias

Este es el punto donde se recibe la potencia suministrada de las líneas de subtransmisión (en algunos casos transmisión), y es transformada a niveles de tensión más bajos para que los circuitos primarios puedan transportar la energía [RAMI04][BEAT98]. Por lo general, en el análisis de los circuitos primarios, esta subestación se toma como un equivalente de Thévenin [KERS12].

2.1.1.2. Circuitos primarios

Los circuitos primarios están compuestos por líneas trifásicas que recorren sectores urbanos o rurales para llegar a los transformadores secundarios. En Colombia los niveles de tensión de estas líneas no superan los 44 kV de operación, pero se les puede encontrar más fácilmente en 7,62 kV, 11 kV, 13,2 kV, 33kV y 34,5 kV [BEAT98]. A estos circuitos primarios suelen llamarse también radiales equivalentes en referencia a que en la mayoría de los casos las redes son de tipo radial y pueden ser aéreos o subterráneos según la necesidad [RAMI04].

2.1.1.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución reciben la potencia transportada por los circuitos primarios desde la subestación para reducir la tensión a valores adecuados para los consumidores que estén conectados a los circuitos secundarios del sistema [RAMI04].

2.1.1.4. Circuitos secundarios

Tienen la labor de transportar la energía de la red a tensiones de 120/208 V o de 120/204 V hasta 600 V que son valores que normalmente requieren cargas de tipo residencial y comercial [RAMI04]. Para las cargas industriales, debido a que estas pueden requerir niveles de tensión diferentes, pueden tener su propio transformador o incluso su propia subestación para obtener los niveles de tensión deseados para su funcionamiento [BEAT98].

Una característica esencial de los sistemas de distribución, es el desbalance del sistema, ya que la conexión de las cargas puede ser monofásica, bifásica o trifásica y en algunos casos la disposición de las líneas durante el tramo de línea puede no ser equilátera y esto puede llegar a introducir inconvenientes operativos en la red [KERS12].

2.1.2. Clasificación de un sistema de distribución

Existen varias formas por la cuales se puede clasificar a un sistema de distribución, en Colombia los sistemas de distribución se pueden clasificar según su construcción, sus tensiones de operación o servicio, su ubicación geográfica, según su tipo de carga conectada y algunos autores los clasifican según la topología de la red [RAMI04].

2.1.2.1. Clasificación de un sistema de distribución según su construcción

a. Redes de distribución aéreas

Las redes de distribución aéreas, llevan por lo general los conductores desnudos y apoyados sobre postes de madera, metal o concreto por medio de aisladores de porcelana tipo pin o tipo retención. Por lo general los conductores pueden ser de tipo AWG o AAAC y la mayoría de sus componentes como transformadores, seccionadores, entre otros van unidos a los postes a través de la línea aérea [RAMI04].

Las ventajas ofrecidas por las líneas de distribución aéreas están relacionadas principalmente a los bajos costos que requiere para su funcionamiento [RAMI04]. Además, entre otras características se encuentran:

- Fácil mantenimiento.
- Materiales de fácil adquisición.
- Fácil acceso a materiales.
- Tiempos de construcción bajos.

Algunas desventajas de estas redes están relacionadas principalmente con la confiabilidad del sistema [RAMI04]. Otras de sus desventajas pueden ser:

- Mal aspecto.
- Peligrosidad para los transeúntes.
- Riesgo considerable de sufrir algún tipo de falla o corte programado debido a condiciones ambientales y sociales.

En consecuencia, estas tipos de redes siguen siendo bastante utilizadas debido a sus bajos costos de instalación y mantenimiento.

b. Redes de distribución subterráneas

Estos tipos de redes son utilizados por razones de congestión, urbanismo o estética donde la red aérea no se puede instalar. Las redes subterráneas constan de ductos y cámaras sepultadas por donde se pueden desplazar las líneas, aunque pueden existir casos donde las líneas están enterradas sin ningún ducto. Estas tienen capas de aislamiento y protección según el nivel de tensión al cual estén operando ya que dentro del ducto, las líneas pueden entrar en contacto continuamente [RAMI04]. Los conductores utilizados para este tipo de redes son del tipo XLPE monopolares o tripolares.

Algunas de las ventajas ofrecidas por las redes subterráneas son:

- Mayor confiabilidad ya que estas redes están protegidas de agentes externos mencionados anteriormente como desventaja de las líneas aéreas.
- Mejor estética.
- Sistemas más seguros para los transeúntes.
- No están expuestas a vandalismo.

Y algunas de las desventajas ofrecidas por estas redes son:

- Alto costo inicial.
- Dificultad para localizar fallas de forma visual.
- Dificultad en el mantenimiento.
- Las redes están expuestas a humedad y roedores.

Es común que los equipos del sistema de distribución subterráneo como transformadores y protecciones estén ubicados en postes. Estos se colocan de forma que la línea pase de aérea a subterránea o haga una salida momentánea del suelo para ser conectada a alguno de estos elementos [BEAT98] [RAMI04].

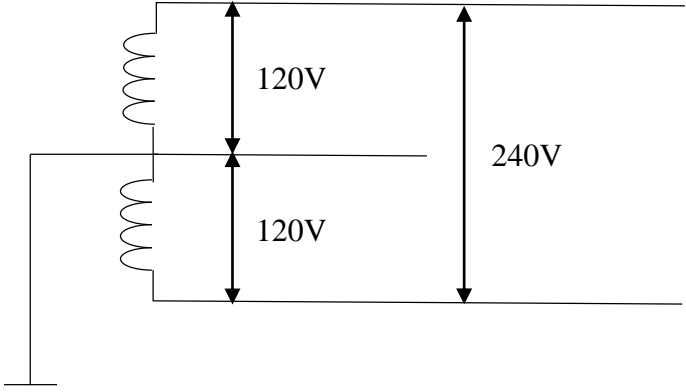
2.1.2.2. Clasificación de un sistema de distribución según su tensión de servicio

a. Redes de distribución primarias

Las redes de distribución primarias en Colombia tienen distintos valores de tensión en los niveles II y III. Se adoptan valores entre 7,62 kV hasta 34,5 kV con conexión estrella con neutro sólido a tierra [RAMI04]. Todos los elementos que se vayan a conectar a determinada red deberán estar acoplados al nivel de tensión con el cual se opera para aprovechar al máximo su rendimiento.

b. Redes de distribución secundarias

Los niveles de tensión de las redes de distribución secundarias pueden variar según el tipo de servicio que requiera el consumidor, sea de tipo rural o tipo residencial [RAMI04]. Todos los tipos de servicios surgen también dependiendo de transformador de distribución conectado, en la tabla 2.1 se puede observar que tipos de servicios puede ofrecer un operador de red [RAMI04].

Tipo de servicio	Diagrama unifilar
Monofásico trifilar con neutro sólido a tierra	

Trifásico tetrafilar en estrella con neutro sólido a tierra	
Trifásico tetrafilar en delta con devanado partido	

Tabla 2.1. Tipos de servicios en redes secundarias.

Las metodologías para la localización de fallas solo están diseñadas para ser aplicadas en redes de distribución primarias, por lo tanto, las redes de distribución secundarias no son objeto de estudio en este documento.

2.1.2.3. Clasificación de un sistema de distribución según su zona geográfica

a. Redes de distribución urbanas

Las redes urbanas se caracterizan principalmente por la densidad de usuarios de energía eléctrica que contienen, puesto que por lo general estas zonas están compuestas por grandes edificaciones, industrias y zonas comerciales densas [RAMI04]. Otras características que contiene una red urbana son:

- Usuarios concentrados.
- Cargas bifilares, trifilares y trifásicas tetrafilares.
- Uso de conductores de Aluminio, ACSR y Cobre.
- Transformadores generalmente trifásicos en zonas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en zonas de carga moderada.
- Las distancias entre conductores y entre estructuras son menores, respecto a las distancias de las redes de distribución secundarias.

b. Redes de distribución rurales

Su principal característica es la separación que puede haber entre cargas conectadas, en otras palabras, la densidad de usuarios de energía eléctrica es muy poca, debido a que hay zonas agrícolas o zonas industriales grandes y muy pocos usuarios residenciales, en general la red rural tiene usuarios dispersos [RAMI04]. Algunas características adicionales de estas redes son:

- Cargas en su mayoría monofásicas.
- Dificultad de acceso a algunas zonas montañosas.
- Uso de conductores ACSR (en algunos casos AAAC).
- Conexión de transformadores monofásicos.

2.1.2.4. Clasificación de un sistema de distribución según el tipo de carga conectada

Es importante aclarar que una de las variables que más dificulta el estudio de las redes de distribución es la carga, ya que esta es una variable que no se mantiene constante durante el transcurso del día [KERS12]. Con un análisis adecuado se podría predecir cómo se comportaría la carga, pero este no es el objetivo de este trabajo. Para un análisis aproximado, se pueden utilizar conceptos estadísticos para amortiguar el problema de la definición de la carga [IEEE12] [RAMI04] [KERS12]. La utilizada se ilustra en el capítulo 3 de este documento en base al código eléctrico colombiano [NTC2050].

a. Redes de distribución con carga residencial

Se asumen como cargas residenciales los grupos de usuarios que viven en edificios de apartamentos, conjuntos, condominios, urbanizaciones, entre otros [RAMI04]. La principal característica de este tipo de cargas es la predominancia resistiva ya que en estos sitios donde se asume carga residencial, puede haber un uso frecuente de estufas, planchas, calentadores, entre otros elementos de tipo resistivo [RAMI04]. Debido a que algunos grupos de usuarios pueden tener ritmos de vida distintos, dependiendo de su estado socioeconómico, se clasifican dentro de este tipo de cargas unos niveles de consumo dependiendo del estrato económico del grupo de usuarios [RAMI04].

- Zona clase alta: estratos 5 y 6.
- Zona clase media: estrato 4.
- Zona clase baja: estratos 1, 2 y 3.
- Zona tugurial: invasiones o asentamientos espontáneos.

b. Redes de distribución con cargas comerciales

Estas cargas se caracterizan principalmente por estar bastante concentrada en zonas centrales de una ciudad, también tienen componente resistiva dominante aunque en ciertos casos

pueden haber cargas inductivas que afecten un poco al factor de potencia y elementos no lineales que afecten el sistema e introduzcan algunos armónicos [RAMI04].

c. Redes de distribución con cargas industriales

Este tipo de carga puede llegar a tener un alto componente reactivo en su potencia demandada causada por la gran cantidad de motores eléctricos que puede llegar a tener instalada una industria [RAMI04]. Se hace indispensable controlar por parte de la misma empresa que maneja la industria vigilar este consumo excesivo de potencia reactiva para que no sufra sanciones por parte del operador de red, para esto es importante distinguir dentro de la misma empresa las cargas inductivas de las resistivas [IEEE13] [RAMI04].

2.2. Regulación de tensión

La regulación de tensión es un indicador cuantitativo que permite visualizar las variaciones de tensión ante las variaciones en la carga en los nodos de un sistema [E.E.ST03]. Este indicador se define de forma matemática como la diferencia entre la tensión de la subestación y la tensión en un punto determinado del circuito. Es de gran importancia en el sector eléctrico colombiano conocer este valor ya que de éste se basan muchos operadores de red para estimar el funcionamiento de la red en cuanto a pérdidas de potencia activa se refiere [KERS12]. Este parámetro se define de forma matemática como la diferencia entre la tensión de envío y la recibo sobre la tensión de recibo como indica la ecuación 2.1:

$$\%Reg = \frac{V_1 - V_2}{V_2} \times 100 \quad (2.1)$$

Donde:

- $\%Reg$: Regulación de tensión dada en porcentaje.
- V_1 : Tensión en la subestación.
- V_2 : Tensión en el punto receptor (carga).

Actualmente, existen elementos para mantener este parámetro en valores adecuados, en función de los reglamentos establecidos por el operador de red correspondiente como son los capacitores shunt, transformadores con tap, entre otros [KERS12].

La ecuación 2.1 es la forma general para calcular la regulación de tensión, sin embargo, esta expresión es inservible en los sistemas de transmisión, distribución primaria y secundaria a causa de que estos tienen un número de elementos bastante considerable, además es prácticamente imposible conocer todas las tensiones de recibo en cada uno de los nodos del sistema [RAMI04]. Los operadores de red optan por utilizar una ecuación distinta debido a que esta no depende de la tensión de recibo de cada nodo, sino mayoritariamente de los parámetros constructivos de la red tales como la longitud de la línea y calibre del conductor, tomando también la potencia entregada por la subestación. Todos estos parámetros son

conocidos por el operador de red, y la expresión que aloja estos parámetros es como muestra la ecuación 2.2:

$$\%Reg = S \times k \times l \quad (2.2)$$

Donde:

- $\%Reg$: Porcentaje de regulación.
- S : Potencia aparente de la carga en kVA.
- k : Constante dado por el tipo de conductor, también llamado constante de regulación.
- l : Longitud de la línea en kilómetros.

El producto $S \times l$ se denomina momento eléctrico [RAMI04]. Se dice que esta relación es lineal mientras la tensión de envío en la subestación se mantenga constante y el momento eléctrico varíe de forma constante. El parámetro k , es una constante que depende únicamente del conductor seleccionado, resultante de las impedancias serie y paralelo de la línea [RAMI04].

2.3. Factor de potencia

Una de las necesidades con mayor primordialidad a la hora de diseñar un circuito de distribución primario, es determinar la carga parcial o total que puede estar conectada al circuito para posteriormente tomar decisiones que ayuden a dominar este valor para evitar problemas de la red como sobretensiones y pérdidas de potencia. Conocer el factor de potencia puede ayudar con este problema [IEEE08] [RAMI04].

Matemáticamente, el factor de potencia se define como la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente del elemento conectado a determinado circuito, como se observa en la ecuación 2.3. Este un indicador de cuanta potencia útil puede estar consumiendo un elemento de la red [RAMI04].

$$fp = \frac{P}{S} = \cos \alpha \quad (2.3)$$

Donde:

- fp : Factor de potencia, adimensional.
- P : Potencia activa, en kW.
- S : Potencia aparente, en kVA.
- α : Ángulo de la carga.

Para los sistemas de distribución, se fija un factor de potencia de 0.9 inductivo [IEEE99-a] [RAMI04]. En Colombia, de acuerdo al párrafo 1° de la resolución GREG 108 de 1997, “el factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). El operador de Red podrá exigir a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo no cumpla este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva”. En otros términos, dado el caso en que el factor de potencia tome valores inferiores, dependerá de la empresa, de los usuarios o de ambos corregir este valor [RAMI04].

Un asunto importante a considerar es que los estudios de sistemas de distribución reales requieren de un análisis detallado de la carga conectada en ella, para poder estimar un factor de potencia adecuado; en muchas ocasiones las empresas no tienen o no comparten este tipo de información, por lo tanto, es pertinente utilizar valores por defecto del factor de potencia, que normalmente se toma de 0.9 o muy cercanos a este valor, para estudios de pérdidas en el sistema, casi de forma independiente al tipo de carga conectada [IEEE04-b][CREG10] [HERR13-a][RAMI04].

2.4. Modelo de carga

Las cargas instaladas en sistemas de distribución primarias suelen estar especificadas por la potencia aparente que consumen, dado generalmente por la demanda diversificada resultado de un análisis estadístico de las curvas de demanda dadas por la respectiva carga. Para los estudios de flujo, se emplean modelos de carga dependiendo del tipo de carga conectada a la red en base a la potencia nominal consumida (demanda diversificada) y la tensión nominal que requieren [KERS12]. Existen modelos de carga estática o dinámica pero para efectos de estudio en este documento, se tendrán en cuenta solo los modelos estáticos, los cuales son tres: modelo de impedancia constante, modelo de corriente constante y modelo de potencia constante [HERR13] [HERR13-a] [IEEE93].

2.4.1. Modelo de impedancia constante

El modelo de impedancia constante es utilizado en cargas residenciales y comerciales, debido a que puede haber existencia de muchas cargas de tipo resistivo como planchas, hornos, calentadores de agua, entre otras. Para este modelo se tiene que la única forma que tiene la potencia para incrementar su magnitud es aumentando la corriente y la tensión en igual proporción [HERR13]. En la ecuación 2.4 se modela este comportamiento.

$$S = S_n \times \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \quad (2.4)$$

Donde:

- S : Potencia aparente de la carga.
- S_n : Potencia aparente nominal.
- V : Tensión en la carga.
- V_n : Tensión nominal de la carga.

2.4.2. Modelo de corriente constante

El modelo de corriente constante se puede ver generalmente en cargas que contengan bastantes elementos electrónicos, aquí se puede mencionar que el porcentaje de impedancia constante y potencia constante es la misma; entonces la corriente será fija, así hayan variaciones de tensión de alimentación [HERR13]. Su ecuación está dada en 2.5.

$$S = S_n \times \left(\frac{V}{V_n} \right) \quad (2.5)$$

2.4.3. Modelo de potencia constante

Casi todas las cargas industriales se pueden modelar como potencia constante, simplemente la variación de la corriente, hará que varíe la tensión; si la corriente disminuye, entonces la tensión aumentara y viceversa [HERR13]. Su relación está dada por la ecuación 2.6.

$$S = S_n \quad (2.6)$$

2.4.4. Modelo de carga polinomial

Puede ser común encontrarse con alguna combinación de estos modelos estáticos de carga, ya que probablemente pueda existir un transformador que contenga cargas de tipo residencial, comercial e industrial. Es posible hacer un modelo híbrido de carga en base a los tres modelos mencionados anteriormente, este tipo de modelo es llamado modelo ZIP [HERR13] [HERR13-a]. Que consta de las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6, acompañados de unos coeficientes en por unidad que indican que porcentaje de cada modelo tendrá la carga conectada al sistema de distribución. Estas expresiones están dadas por la ecuaciones 2.7 y 2.8.

$$P = P_n \times (a_{p0} + a_{p1} \times \left(\frac{V}{V_n} \right) + a_{p2} \times \left(\frac{V}{V_n} \right)^2) \quad (2.7)$$

$$Q = Q_n \times (a_{q0} + a_{q1} \times \left(\frac{V}{V_n} \right) + a_{q2} \times \left(\frac{V}{V_n} \right)^2) \quad (2.8)$$

Los coeficientes de las expresiones 2.7 y 2.8 deben cumplir como condición, que la sumatoria de estos coeficientes de cada expresión debe ser igual a uno, tal como se presenta en 2.9 [HERR13] [HERR13-a].

$$\sum_{i=0}^2 a_i = 1 \quad (2.9)$$

2.5. Transformador.

Los transformadores se pueden asumir como los enlaces del sistema en donde existen cambios de niveles de tensión y traspasos [STEV96]. Un transformador se define como una máquina estática que consta de bobinas acopladas magnéticamente sin la existencia de una conexión física entre ellas (primario y secundario) [GURU03]. En otras palabras es un dispositivo encargado de variar los niveles de tensión sin alterar la potencia transferida en el sistema (idealmente).

Un transformador funciona de acuerdo a las leyes de inducción de Faraday y la ley de Lenz. Trabaja de acuerdo al principio de inductancia mutua entre dos o más bobinas acopladas magnéticamente mediante un núcleo de hierro [KOSO93].

En la figura 2.1 se ilustra el modelo básico de un transformador ideal.

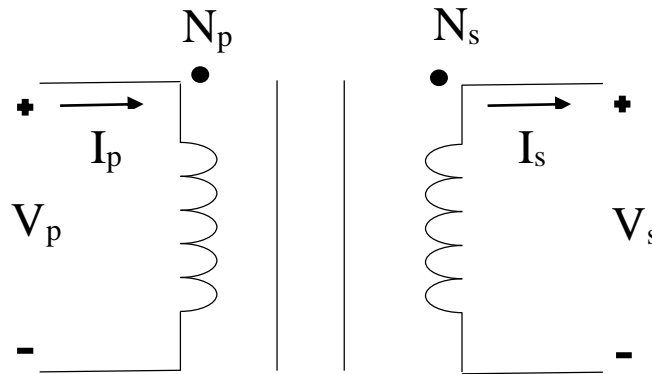


Figura 2.1. Diagrama del transformador ideal

En sistemas de distribución es importante hacer uso del diagrama real del transformador ya que elementos como el núcleo de hierro, los conductores y el embobinado son elementos que generan pérdidas dentro del transformador y pueden alterar ciertos factores como la regulación y la forma de onda de las señales de tensión y corriente [RAMI04] [GURU03] [STEV96].

Para propósitos de este documento, el transformador de distribución utilizado en el software de simulación será trifásico Dy5 generalmente utilizado en los sistemas de distribución colombianos.

Otros aspectos de gran importancia en el diseño de redes de distribución de media tensión adicional son los requerimientos eléctricos del sistema y los requerimientos mecánicos, los cuales están fuertemente ligados a las normas de construcción y diseño de algunas empresas distribuidoras.

En muchos casos, el diseño mecánico está ligado a la zona donde se va a realizar el montaje de la red, debido a diferentes condiciones topológicas, geográficas y en algunos casos condiciones sociales; esto trae consigo una tipificación de las topologías de algunas redes, sobre todo las redes residenciales y comerciales. En las redes residenciales se acostumbra tener cargas concentradas y de baja potencia. En las redes comerciales existen cargas concentradas pero de mayor potencia, características propias de las redes urbanas. Caso contrario de las redes rurales donde se tienen cargas por lo general industriales de alta potencia y más dispersas [RAMI04].

El objetivo principal del diseño mecánico de una red son las líneas que transportan la potencia requerida al usuario, para esto se deben tener en cuenta dos parámetros: el vano y la flecha; que definen la configuración de los conductores. Claramente, hay muchos factores que intervienen en la ubicación de los conductores sobre el poste, sobre todo los factores climáticos [GARCI10]. Pero para efectos de simulación, no son de importancia ya que solo se necesitan los datos obtenidos mediante cálculos matemáticos.

En redes subterráneas, no hay mucha relevancia acerca del diseño mecánico, debido a que estas redes suelen estar tendidas dentro de un ducto y con un aislamiento especial que no permiten que haya algún contacto entre fases mientras se esté operando normalmente, sin que estén sometidas a algún tipo de esfuerzo mecánico.

2.6. Vano

Se define como la distancia horizontal que existe entre dos apoyos verticales adyacentes por donde pasa el conductor correspondiente. Por lo general se denota con la letra “a” [CHEC13] [MORE10].

2.7. Flecha

Es la distancia que hay entre la línea recta que pasa por los dos puntos de sujeción de los apoyos y el punto más bajo del conductor. Se denota normalmente con la letra “f”. Existen dos métodos que permiten calcular la flecha en función de las características mecánicas del conductor: el método de la parábola y el método de la catenaria.

Para efectos de diseño de los circuitos de distribución de niveles de tensión 2 y 3 (según la resolución GREG 097 de 2008) que se van a plantear, se utilizará el método de la parábola el cual es aplicable a líneas con vanos menores a 300 m donde la flecha no exceda el 5 % de la longitud total del vano. Teniendo en cuenta lo anterior el cálculo de la flecha se realiza a través de la ecuación 2.10 [GARC10] [EEP13] [EDEQ13].

$$f = \frac{P \times (a^2)}{8 \times T} \times 1000 [m] \quad (2.10)$$

Donde:

- f : Flecha en metros.
- P : Peso unitario del conductor en kilogramos sobre kilómetro.
- a : vano en kilómetros.
- T : Tensión que soporta el conductor en kilogramo-fuerza.

Se entiende que el valor de la tensión mecánica al cual va a estar sometido el conductor no puede ser la máxima ya que este correría el riesgo de afectarse ante una condición anormal de operación. En Colombia, se tiene que para el tensado de líneas, esta no puede sobrepasar el 25% de la tensión de ruptura correspondiente [RETI13]. Sin embargo, para el cálculo de la distancia mínima que debe existir entre conductores, la tensión mecánica máxima es un parámetro de suma importancia.

La figura 2.2 muestra representación gráfica del vano y la flecha.

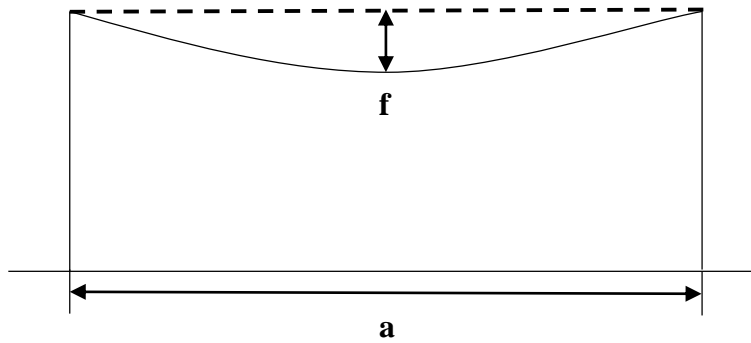


Figura 2.2. Representación gráfica del vano y la flecha.

2.8. Distancia entre conductores

De acuerdo a los cálculos de la flecha a condiciones mecánicas máximas (tensión mecánica de ruptura) utilizando la ecuación 2.10, se puede obtener la altura mínima de seguridad de los conductores aéreos con respecto al suelo. Aunque para determinar la distancia mínima de seguridad que debe existir entre conductores para que no se acerquen peligrosamente entre sí a causa de los diferentes entornos climáticos, se hace necesario utilizar la ecuación 2.11 [MORE10] [COTO13] [CHEC88].

$$d = k \times \sqrt{(f + \lambda)} + \frac{V}{150} [m] \quad (2.11)$$

Donde:

- d : Distancia entre conductores en metros.
- k : Constante que depende del conductor y de las oscilaciones que presente debido al viento.
- f : Flecha máxima en metros.
- λ : Distancia de la cadena de aisladores (retención) en metros. Si el conductor está fijado al apoyo por cadenas de amarre o aisladores rígidos, será igual a cero.
- V : Tensión de la línea en kV.

La longitud de la cadena de aisladores es un parámetro que depende del nivel de tensión del sistema, ya que el grado de aislamiento de un circuito es proporcional al nivel de tensión con el cual opera el sistema.

Capítulo 3

3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO Y CREACIÓN DE REDES

El objetivo principal de este documento, como se menciona en el capítulo uno, es diseñar redes de distribución basadas en la normas de construcción y diseño del sector eléctrico colombiano, por lo que se requiere tener información clara de los principales operadores de red del país. A pesar de que todas las normatividades asociadas a las redes de distribución colombianas están gobernadas por el RETIE, es por parte de cada operador de red tomar las decisiones pertinentes a sus necesidades, claramente sin llegar a violentar el reglamento principal [RETI13]. Por lo tanto, se hace pertinente incluir en el documento una pequeña recopilación de las normas técnicas asumidas por los principales operadores de red del país en función de los niveles de tensión 2 y 3 para redes de distribución, antes de tomar acciones frente al número de circuitos a implementar en ATPdraw.

Para el caso de la implementación de las redes en ATPdraw, la principal inquietud es el modelado de las líneas, ya que éste permite obtener distintos modelos de línea dependiendo de la necesidad de usuario (como se verá en el capítulo cuatro). La información principal requerida por el software para el modelado de líneas son principalmente: tipo de conductor, poste a instalar, vano, resistividad del terreno, disposición de las líneas primarias e inclusión de cable conectado a tierra (guarda o neutro).

La mayoría de los circuitos de distribución primaria en Colombia, son de 13,2 kV y 34,5 kV, sin embargo, dentro de Antioquia y sus alrededores donde hay gran parte del sistema eléctrico colombiano utilizan redes de distribución de 44 kV para alimentar subestaciones y cargas grandes como pueblos o veredas. Este capítulo estará dividido en dos secciones, donde la primera parte habla sobre los criterios de diseño de varios operadores de red en función de lo que requiera el software para el modelado de la línea y la segunda parte consta de la determinación del número de redes prototipo y los accesorios que fueron utilizados para su diseño preliminar.

3.1. Normas técnicas

Se establecieron intervalos cualitativos y cuantitativos del parámetro que se esté estudiando, con el fin de no saturar el contenido del documento y de avanzar de manera rápida en la toma de decisiones en el momento de diseñar los circuitos de distribución. Hay que aclarar que frente a algunos parámetros, no todos los operadores de red tienen establecido en sus normas algunos de los ítems necesarios para el diseño de la red, por lo que no serán tenidos en cuenta para el diseño, y es de esperar que estos operadores de red, aunque no tengan constituidos estos ítems, los cumplan basados en el RETIE [RETI13].

Se muestran las normas técnicas utilizadas para redes de 13,2 kV, 34,5 kV y 44 kV en lo referido a conductores, vanos, tipo de estructura, factor de potencia y regulación de tensión.

3.1.1. Normas técnicas de circuitos de distribución de 13,2 kV

3.1.1.1. Conductores

En Colombia, la mayoría de los circuitos de este nivel de tensión utilizan conductores que van desde los calibres 2 AWG hasta el 4/0 AWG [EEP13] [EDEQ13] [CHEC13]. De tipo AAAC o ACSR, aunque preferiblemente para este nivel de tensión optan por el ACSR. El calibre de determinado tramo se resuelve observando la posible cargabilidad del sistema donde se derive un ramal secundario, en los ramales principales es preferible tomar el mayor calibre permitido ya que así no se corre el riesgo de obtener una red telescópica y por ser el ramal que sale de la subestación, es la que normalmente está más cargada (en corriente).

3.1.1.2. Vanos

Cada operador de red planteara sus razones por la cuales considera que debe haber una distancia mínima y máxima permitida entre apoyos adyacentes, en la mayoría de los casos por las características geográficas del terreno, pero en una consideración global de todos los operadores de red consultados se puede observar que los vanos permitidos rondan en valores de 30 hasta 250 metros [EEP13] [EDEQ13] [CHEC13] [CODE13] [EPM13] [RETI13]. Se debe tener en cuenta que el cálculo del vano es un parámetro que depende del terreno donde se esté haciendo el tendido de la línea y las características mecánicas del conductor.

3.1.1.3. Tipo de estructura

Existe una variedad de estructuras dependiendo de la necesidad para el tendido de la línea primaria, aunque por experiencia algunos operadores de red tienen estructuras predeterminadas que en su mayoría son utilizadas. Para 13,2 kV es común entre todos los operadores de red consultados, el uso de estructuras con configuración de fases en forma triangular [CODE13-h] [EPM13] [CHEC13] [EEP13] [EDEQ13]. La única diferencia especial existente entre cada operador de red frente a esta configuración son las distancias entre fases. Estos operadores de red pueden contar también con estructuras tipo bandera, semibandera, tipo V, entre otras, pero son utilizadas en casos donde el ambiente lo amerite.

Cuando se instalan redes con cable de guarda (o neutro), la estructura triangular deja de ser la más utilizada debido a que se necesita de estructuras en donde se considere el hilo adicional y donde éste entra a jugar un papel importante en la configuración de la línea.

3.1.1.4. Factor de potencia

En la mayoría de los estudios referidos a las pérdidas de potencia activa en un sistema de distribución se busca que el factor de potencia sea lo más adecuado posible para no generar problemas futuros, como sobretensiones pérdidas excesivas [RAMI04]. En EEP (Empresa de Energía de Pereira) y EDEQ (Empresa de Energía del Quindío) se asume un factor de potencia de 0.9 para redes urbanas y rurales [EDEQ13] [EEP13] [IEEE99-a].

3.1.1.5. Regulación de tensión

El rango de regulación de tensión obtenido de los operadores de red consultados (y que permiten ver claramente la información en sus normas) se encuentra entre valores de -10% hasta el 5% [CHEC13] [EEP13] [EPM13-a]. Cada operador de red tendrá sus razones por la cuales define una regulación de tensión estándar para sus redes, sin embargo, hay casos donde la regulación se exige no desde la subestación hasta el punto de carga, sino desde el punto de conexión (nodo inicial del ramal secundario) hasta el punto de carga y pueden ser valores cercanos al 1% o 1.5% [EEP13].

3.1.2. Normas técnicas de circuitos de distribución de 34,5 kV.

3.1.2.1. Conductores

En 34,5 kV es importante tener claro que estas redes pueden alimentar cargas industriales o cargas muy grandes por lo que es posible que los conductores empleados en estas redes sean de un calibre grande y resistente, para que en casos de alta cargabilidad (fallas de tipo paralelo), estos puedan contener la corriente entregada. En Colombia se opta por utilizar conductores del tipo AAAC por encima del ACSR, aunque algunos operadores usan el ACSR. Los calibres consultados del AAAC están entre 40 mm^2 y 125 mm^2 [CODE13-a]. Y en ACSR están entre el 1/0 AWG y el 336,4 kcmil [CHEC13] [EEP13] [EDEQ13].

3.1.2.2. Vanos

Los operadores de red consultados indican un rango para el vano entre los 90 y 600 metros [CODE13-a] [EEP13] [CHEC13]. Cada operador tiene sus criterios para definir el vano limitante para hacer el tendido de la línea, algunos criterios son por ejemplo la definición del vano viento y la relación entre vanos adyacentes, la altura mínima del conductor al suelo, el tipo de estructura, entre otros.

3.1.2.3. Tipo de estructura

Como se menciona en el numeral 3.1.1.3, el tipo de estructura puede cambiar según las condiciones del terreno donde se vaya a realizar el tendido de la línea. El tipo de estructuras empleadas por cada operador está básicamente enfocado a solucionar problemas topográficos y de diseño como largos recorridos en terreno plano, terrenos montañosos, grandes cambios de dirección, derivaciones desde los ramales principales o comienzos y finales de línea. Esto genera una gran cantidad de variaciones en cuanto el tipo de estructura y las distancias entre conductores. Estructuras en H, tormenta, delta, bandera, semibandera, entre muchas otras son estructuras utilizadas prácticamente por los operadores de red más importantes del país [CODE13-d] [CHEC13] [EEP13] [EDEQ13] [EPM13].

3.1.2.4. Regulación de tensión.

Como este tipo de redes suelen tener recorridos bastantes grandes, las pérdidas de potencia activa pueden ser significativas en relación a la potencia consumida en la red, por lo tanto la regulación de tensión en estas redes debe estar en ordenes porcentuales muy bajos para evitar problemas relacionados con las pérdidas. De las normas que permiten observar esta información, se tiene que la regulación de tensión no debe superar el 3% [CODE13-a] [EEP13].

3.1.2.5. Factor de potencia

En el capítulo 2, donde se habla del factor de potencia (numeral 2.3), se especifica que si no se tiene conocimiento del valor exacto del factor de potencia, este sería asumido para estudios de pérdidas como 0.9 [CREG10], pero se entiende que en el caso de una carga industrial, el factor de potencia no puede ser fielmente 0.9, este puede bajar hasta un 0.88 inductivo por la inclusión de motores [RAMI04] [KERS12]. En los operadores de red consultados se observó que el factor de potencia se especifica de tal manera que no excediera un valor de 0.9 [EDEQ13] [CHEC13].

3.1.3. Normas técnicas de circuitos de distribución de 44 kV

Antes de indicar las principales características de las redes de 44 kV, es importante aclarar que en el país sólo un operador de red utiliza redes de 44 kV, por lo tanto la información expresada a continuación estará basada solo en este operador de red [EPM13].

3.1.3.1. Conductores

Los tipos de conductores utilizados para las redes de 44 kV son: ACSR y AAAC. Sin embargo, el más utilizado es el ACSR; se tiene que los calibres permitidos por el operador de red están entre en 4 AWG y el Partridge, que es usado principalmente en ramales principales, prácticamente por las mismas razones en las mencionadas en el numeral 3.1.2.1. [EPM13].

3.1.3.2. Vanos

El operador de red no especifica claramente en sus normas cual es el vano mínimo o máximo permitido para el tendido de las líneas, por lo tanto, se toma como base el reglamento principal [RETI13], que indica una altura mínima de los conductores al suelo, lo cual es de ayuda para calcular los vanos resultantes a este nivel de tensión. Utilizando la ecuación 2.10, se puede obtener el vano en función de esta altura mínima, asumiendo que:

$$f = \text{altura del apoyo} - \text{altura del punto mas bajo del conductor} \quad (2.12)$$

3.1.3.3. Tipo de estructura

La variabilidad de estructuras es grande en función de la geografía del territorio. Los tipos de estructuras utilizados por el operador son prácticamente iguales a las mencionadas en los

numerales anteriores, el cambio significativo se presenta en la distancias entre fases [EPM13].

3.1.3.4. Regulación de tensión

Los criterios de diseño de la red de distribución rural toman como límite máximo de regulación el 3% para una variación de más o menos el 10% de la tensión de operación [EPM13-a].

3.1.3.5. Factor de potencia

Las normas consultadas sobre EPM (Empresas Públicas de Medellín), no entrega de manera específica un valor de factor de potencia que permita dar una noción para el diseño de las redes prototipo. Por lo tanto de igual manera que en numeral 3.1.2.5, se toman las consideraciones necesarias para asumir el factor de potencia [EPM13].

3.2. Diseño de circuitos

En la mayoría del territorio colombiano donde llega la energía eléctrica, se cuenta con una cantidad bastante amplia de circuitos de distribución primaria y sería muy complicado hacer un análisis estadístico para determinar qué características son las más relevantes en un sistema de distribución primaria en Colombia (principalmente la topología). Por lo tanto, la mejor opción para determinar las redes prototipo sería observar el tipo de carga conectada, el nivel de tensión y el tipo de red.

La información recopilada de las normas de construcción y diseño de la mayor parte del sector eléctrico colombiano, puede ser suficiente para diseñar redes de distribución que se asemejen lo suficiente a un sistema de distribución colombiano, que puedan alimentar principalmente, las grandes ciudades, las zonas industriales y agrícolas; en dónde las empresas encargadas del negocio de la distribución tienen completa influencia.

Las redes propuestas para representar los sistemas de distribución primarios del sector eléctrico colombiano en los niveles de tensión 2 y 3, y las características mencionadas anteriormente son:

- a. Red urbana de 13,2 kV.
- b. Red rural de 34,5 kV.
- c. Red urbana 13,2 kV con neutro.
- d. Red rural 34,5 kV con guarda.
- e. Red rural de 44 kV.

Con estas redes se busca representar la mayoría de los sistemas de distribución primarios en Colombia [RAMI04]. Además, servirán al grupo de investigación ICE3 en futuros estudios

relacionados con la localización de fallas en sistemas de distribución, para mantener los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica.

Según lo expresado en el numeral 3.1, las características que hacen parte de cada red están junto a una justificación relacionada con los sistemas eléctricos colombianos, diagramas de estructuras y tablas y modelos de la carga conectada a la respectiva red.

3.2.1. Red urbana de 13,2 kV

La importancia de este tipo de red radica que en las grandes ciudades del país puede existir una gran cantidad de este tipo de circuitos donde la mayoría de las cargas son de tipo comercial y residencial que suelen estar muy próximas. Esto trae consigo una concentración de la carga en zonas en donde puedan existir conjuntos cerrados, urbanizaciones, centros comerciales o una combinación de éstas [RAMI04]. Los tramos de línea de este tipo de redes pueden ser aéreas o subterráneas, donde esta última es usada por lo general para zonas residenciales de estrato alto o zonas comerciales [RAMI04].

Para el diseño de la red urbana de 13,2 kV se tuvieron en cuenta las normas usadas por dos operadores de red donde es normal encontrarse con este tipo de circuitos [EDEQ13] [EEP13].

3.2.1.1. Tipos de estructuras

Se optó por una configuración triangular (pin sencillo doble) tomado de EEP para la línea aérea con sus dimensiones correspondientes. Por otro lado, debido a que no se cuenta con configuraciones predeterminadas para líneas subterráneas, se utilizó de EDEQ una configuración que consta de tres conductores monopoles albergados en un ducto de acero galvanizado con sus dimensiones correspondientes [EEP13] [EDEQ13]. La Tabla 3.1 ilustra el tipo de estructura y la aplicación de la misma.

Código	Nombre	Aplicación
LD001	Pin sencillo triangular en suspensión.	Transporte de la línea, se puede usar en inicio y final de la línea y cambios de dirección.
LD002	Ducto eléctrico para tres conductores	Transporte de la línea, se usa en zonas comerciales y en algunas zonas residenciales.

Tabla 3.1. Estructuras seleccionadas para red urbana de 13,2 kV

Las distancias utilizadas en la configuración se muestran en las figuras 3.1 y 3.2, aunque para red subterránea solo está especificada la profundidad.

Hay que tener en cuenta que pueden existir estructuras tipo retención cuando se genere un cambio de dirección o fin de línea, pero estas estructuras no son tenidas en cuenta para el diseño debido a que la diferencia en distancias de una estructura tipo suspensión y una estructura tipo retención no cambian significativamente, y además el software con el cual se implementan los circuitos no exige esta información para el diseño de la estructura.

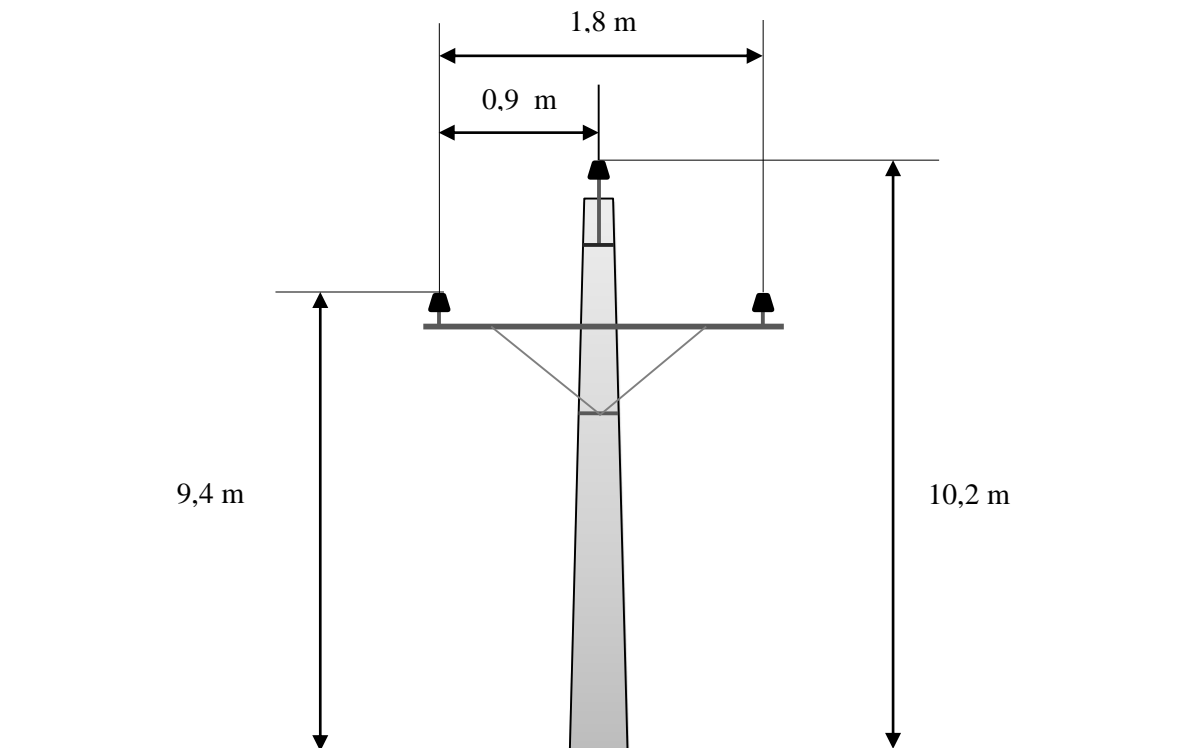


Figura 3.1. Pin sencillo triangular en suspensión (LD001)

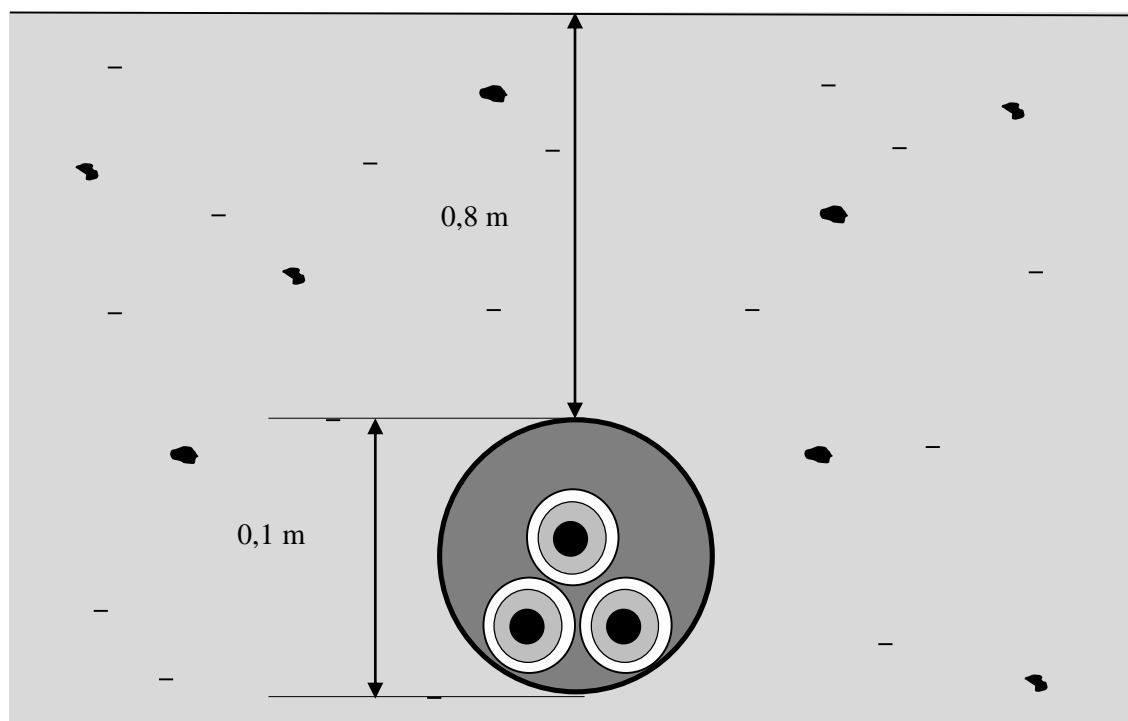


Figura 3.2. Configuración red subterránea (LD002)

3.2.1.2. Conductores

Como se menciona en el capítulo 3, numeral 3.1.1.1, los conductores utilizados van desde el 2 AWG hasta el 4/0 AWG para ACSR. Para el diseño de este circuito los calibres usados van desde el 1/0 AWG hasta el 4/0 AWG [EEP13] [EDEQ13]. En la Tabla 3.2 y Tabla 3.3 se encuentra la información y las características relacionadas con estos tipos de conductores. Para el ramal principal del circuito, se utiliza el mayor calibre permitido para darle holgura al circuito en caso de futuras expansiones, sin embargo, muchos de estos circuitos por el tiempo que llevan en funcionamiento, pueden estar cercanos a sus límites de cargabilidad, esto se da generalmente en circuitos de centros urbanos [RAMI04]. Para los demás ramales se tuvo en cuenta la cargabilidad de sus conductores para seleccionar un calibre adecuado sin sobrecargar la línea ni dejando la red en forma telescópica. Para efectos de este documento se toma un porcentaje entre el %40 y el %70 de holgura para el ramal principal en términos de cargabilidad y un porcentaje entre el %50 y 80% de holgura para los ramales secundarios en todos los niveles de tensión.

Calibre AWG	No. De hilos		Diámetro del hilo (mm)		Diámetro del conductor(mm)
	Aluminio	Acero	Aluminio	Acero	
1/0	6	1	3,37	3,37	10,1
2/0	6	1	3,78	3,78	11,4
3/0	6	1	4,25	4,25	12,7
4/0	6	1	4,77	4,77	14,3

Tabla 3.2. Características cable ACSR

Calibre AWG	Peso unitario (kg/km)	Carga a la rotura (kgf)	Resistencia DC a 20°C (ohm/km)	Resistencia DC a 50°C (ohm/km)	Capacidad de corriente (A)
1/0	147,0	1987	0,534	0,654	242
2/0	185,1	2404	0,4242	0,530	276
3/0	233,4	3003	0,3364	0,429	315
4/0	294,4	3787	0,2667	0,354	359

Tabla 3.3. Características cable ACSR

En la red subterránea se utilizan conductores de los mismos calibres que en la red aérea, sin embargo estos conductores de red subterránea tienen un aislamiento especial para las condiciones a las cuales están sometidos. Para esta red se utilizó el cable tipo XLPE de los calibres 1/0 y 4/0 [CENT13]. En la Tabla 3.4 se encuentran las características de estos conductores.

Conductor		Aislamiento	Chaqueta	Diámetro exterior (mm)
Calibre	Diámetro (mm)	Diámetro (mm)	Espesor (mm)	
1/0	8,52	21,4	2,03	27,5
4/0	12,07	25	2,03	31

Tabla 3.4. Características cable XLPE

3.2.1.3. Regulación de tensión

La red implementada en ATPdraw indicó que para el punto más lejano de la red de 13,2 kV se presentó una regulación del 3,67% desde la subestación.

3.2.1.4. Factor de potencia

Como la información acerca del factor de potencia es poco certera, ya que EEP y EDEQ fijan un valor con base a estudios de pérdidas. Se asumirán variaciones desde el 0,87 hasta 0,9 en el valor del factor de potencia [EEP13] [EDEQ13] [IEEE99-a] [RAMI04].

3.2.1.5. Modelo de carga

El modulo del modelo hibrido de potencia será el elemento utilizado para modelar la carga conectada en todos los circuitos de distribución prototipo [HERR13-a]. Como las cargas del circuito son de tipo residencial y comercial, se configura el modelo de carga para que funcione como impedancia constante, puesto que por lo general estos tipos de cargas suelen ser de tipo resistivo [RAMI04]. Para la caracterización de la carga se utilizó la Norma Técnica Colombiana para definir la potencia consumida por cada una de estas cargas dependiendo del tipo de instalación (centro comercial, iglesias, casas, etc.), y con la ayuda de una interfaz gráfica en MATLAB®, donde se implementó el código relacionado [NTC2050]. En la

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N15 ₉	3φ	129,7764 6	5898,93	Centro comercial el rebajón	C1
N16 ₃	1φ	74,1095	4821,95	Barrio el Chuli	C5
N16 ₂	3φ	80,40472	3654,76	Almacén la Consecución	C4
N16 ₄	3φ	519,3617 7	88418,45	Hotel efonó	C6
N15 ₆	3φ	52,6186	1384,7	Banco pichirrian	C8
N15 ₇	3φ	370,6787 0	84245.16	Hospital el Eden	C11
N15 ₁	3φ	216,8656 8	21483,21	Altos de Cojamundra	C14

N15 0	3 ϕ	790,8978	36313,54	AlmacenAlprezio	C13
N15 3	1 ϕ	29,70046 4	2477,72	Barrio el Imperio II	C18
N15 4	3 ϕ	52,17941	6523,3	Club del Buen Vivir	C17
N14 5	1 ϕ	45,2639	4326,39	Cedros del Equispe	C22
N14 6	1 ϕ	37,79	3200,28	Unidad residencial San Judas	C21
N14 7	3 ϕ	155,5604 6	7070,93	Terminal de transporte	C20
N14 3	3 ϕ	179,4594	20557,43	Jardines del Murmullo	C26
N14 1	3 ϕ	30,2002	4590,95	Hospital IvanLlendo	C24
N13 3	3 ϕ	30,1287	792,86	Banco Brando	C29
N13 6	3 ϕ	200,9141	9132,56	Centro comercial Megaultra	C32
N13 8	3 ϕ	30,5951	2577,6	Villa Azul sector 1	C34
N13 7	3 ϕ	35,6668	3010,43	Villa Azul sector 2	C33
N13 9	3 ϕ	47,1667	4020,84	Villa Azul sector 3	C35
N13 0	3 ϕ	65,3522	6294,02	Barrio Acorazadito II	C37
N12 3	1 ϕ	57,2391	5279,89	Conjunto residencial Coralsito	C45
N12 2	1 ϕ	17,5851	1395,99	Zona tugarial I	C43
N12 6	1 ϕ	51,0274	3862,21	Motel el Virgo	C41
N12 8	1 ϕ	45,3682	3796,03	Barrio La Cusca	C39
N12 9	1 ϕ	129,7497	1589,26	Zona tugarial II	C38

Tabla 3.5 se encuentra la clasificación de las cargas según su área geográfica.

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N15 9	3 ϕ	129,7764 6	5898,93	Centro comercial el rebajón	C1

N16 3	1φ	74,1095	4821,95	Barrio el Chuli	C5
N16 2	3φ	80,40472	3654,76	Almacén la Consecución	C4
N16 4	3φ	519,3617 7	88418,45	Hotel efonó	C6
N15 6	3φ	52,6186	1384,7	Banco pichirrian	C8
N15 7	3φ	370,6787 0	84245.16	Hospital el Eden	C11
N15 1	3φ	216,8656 8	21483,21	Altos de Cojamundra	C14
N15 0	3φ	790,8978	36313,54	AlmacenAlprezio	C13
N15 3	1φ	29,70046 4	2477,72	Barrio el Imperio II	C18
N15 4	3φ	52,17941	6523,3	Club del Buen Vivir	C17
N14 5	1φ	45,2639	4326,39	Cedros del Equispe	C22
N14 6	1φ	37,79	3200,28	Unidad residencial San Judas	C21
N14 7	3φ	155,5604 6	7070,93	Terminal de transporte	C20
N14 3	3φ	179,4594	20557,43	Jardines del Murmullo	C26
N14 1	3φ	30,2002	4590,95	Hospital IvanLlendo	C24
N13 3	3φ	30,1287	792,86	Banco Brando	C29
N13 6	3φ	200,9141	9132,56	Centro comercial Megaultra	C32
N13 8	3φ	30,5951	2577,6	Villa Azul sector 1	C34
N13 7	3φ	35,6668	3010,43	Villa Azul sector 2	C33
N13 9	3φ	47,1667	4020,84	Villa Azul sector 3	C35
N13 0	3φ	65,3522	6294,02	Barrio Acorazadito II	C37
N12 3	1φ	57,2391	5279,89	Conjunto residencial Coralsito	C45
N12 2	1φ	17,5851	1395,99	Zona tugurial I	C43
N12 6	1φ	51,0274	3862,21	Motel el Virgo	C41

N12 8	1 ϕ	45,3682	3796,03	Barrio La Cusca	C39
N12 9	1 ϕ	129,7497	1589,26	Zona tugurial II	C38

Tabla 3.5. Caracterización de carga red urbana de 13,2 kV.

3.2.2. Red rural de 34,5 kV

En algunas zonas de Colombia, especialmente en la zona centro, suele haber una cantidad considerable de municipios con pequeñas cabeceras urbanas y extensas áreas rurales donde pueden existir medianas o grandes industrias. Estos municipios distan bastante unos de otros, por lo cual se requiere de líneas de subtransmisión con un nivel de tensión relativamente alto con el propósito de reducir pérdidas, por eso se hace necesario diseñar una red de 34,5 kV rural que pueda reproducir de manera aproximada esta clase de circuitos.

Se tuvo en cuenta el operador de red que tiene mayor influencia en el centro colombiano para caracterizar la mayoría de aspectos relacionados con esta red [CODE13-a].

3.2.2.1. Tipos de estructuras

Se han escogido tres tipos de estructuras de CODENSA para implementar en el circuito, se seleccionan estos tipos de estructura teniendo en cuenta la aplicabilidad que tienen en terrenos montañosos, las grandes distancias entre apoyos y los cambios de dirección de la línea [CODE13-a]. En la Tabla 3.6 se ilustran las estructuras seleccionadas con su respectiva aplicación.

Código	Nombre	Aplicación
LD003	Estructura en H terminal con disposición horizontal.	Comienzo y final de línea, en derivaciones y terrenos quebrados.
LD004	Estructura en H con disposición horizontal para ángulos.	Terrenos quebrados y ángulos de deflexión grandes.
LD005	Estructura triangular en ángulo	Terrenos planos y ángulo de deflexión relativamente grande.

Tabla 3.6. Tipos de estructuras seleccionadas red 34,5 kV rural

Las Figuras 3.3, 3.4 y 3.5 ilustran las distancias que deben existir entre conductores y entre conductores y suelo.

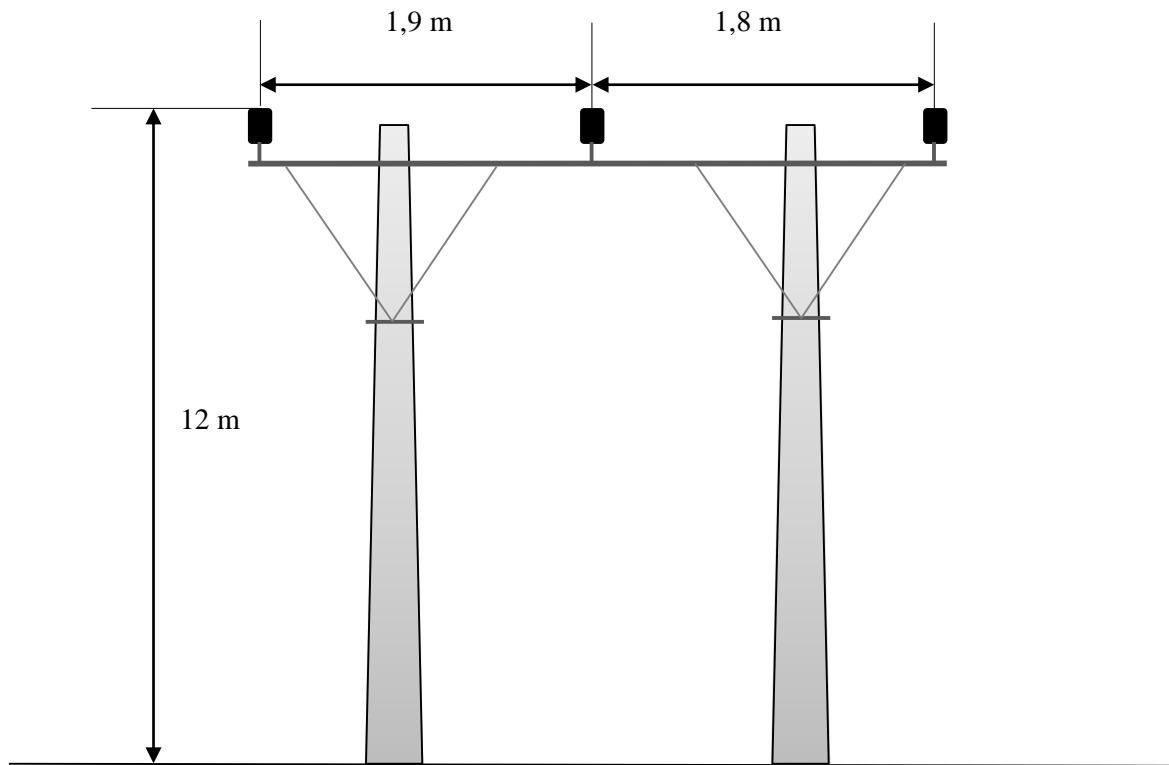


Figura 3.3. Estructura en H (LD003)

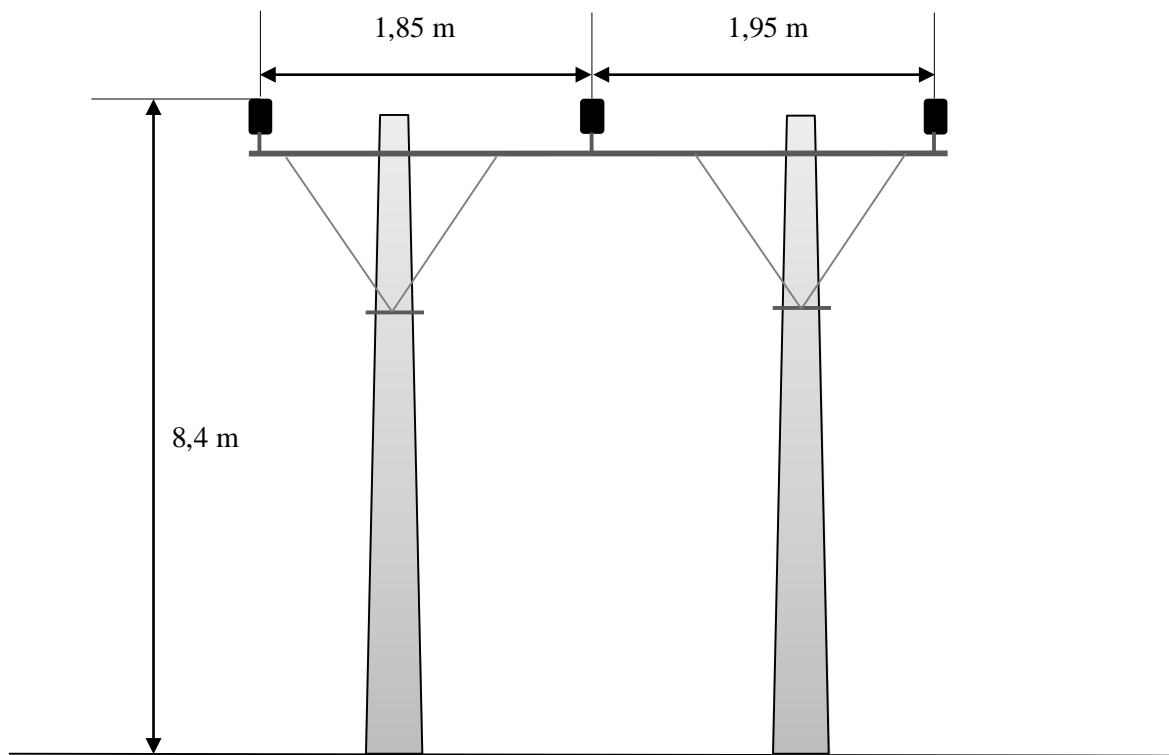


Figura 3.4. Estructura en H para ángulos (LD004)

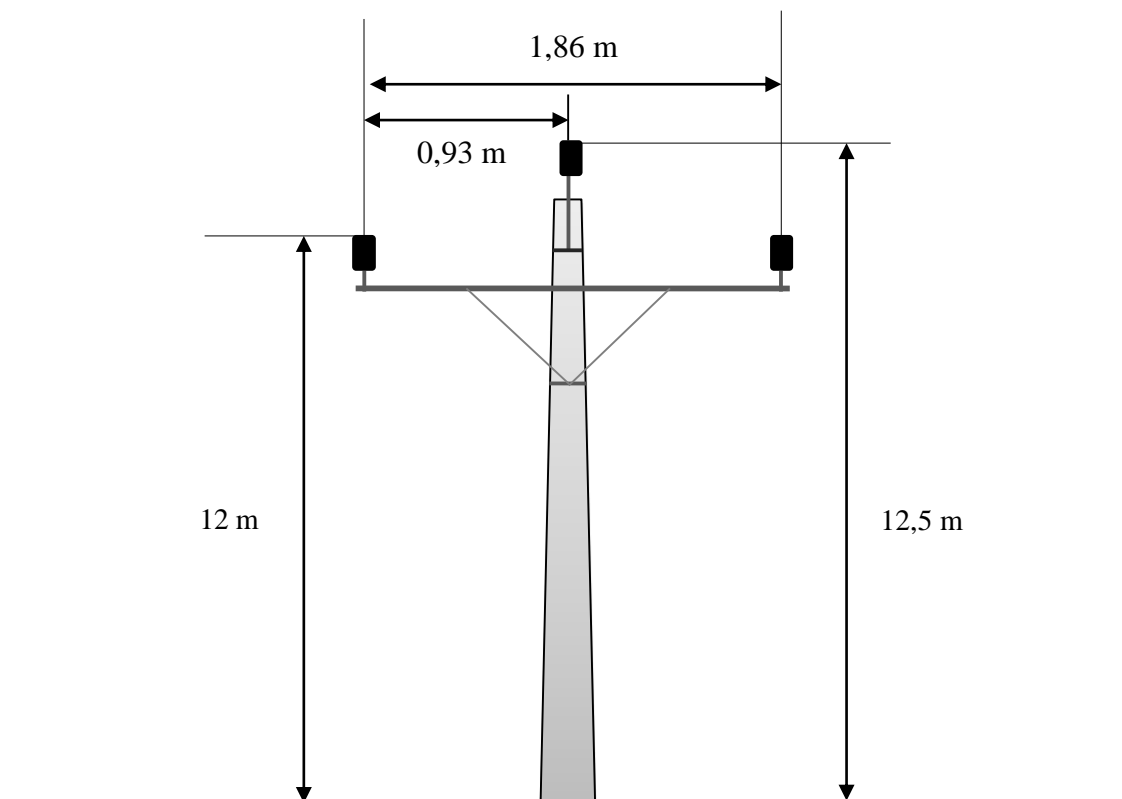


Figura 3.5. Estructura triangular en ángulo (LD005)

3.2.2.2. Conductores

Los conductores utilizados en CODENSA son del tipo AAAC. De la misma forma que en el circuito de 13,2 kV, se dimensionó el calibre del conductor en cada ramal de manera que éste quede holgado en el sistema y sin sobredimensionar la red. La Tabla 3.7 y la Tabla 3.8 muestran las características generales de los conductores tipo AAAC [CODE13-a] [CODE13-c] [LATI13].

Calibre Nominal (mm^2)	Resistencia DC a 20°C (Ohmios/km)	Resistencia AC a 60°C (Ohmios/km)	Capacidad máxima (A)
40	0,7158	0,763	213
63	0,4545	0,497	282
100	0,2877	0,312	379
125	0,2302	0,265	436

Tabla 3.7. Características del AAAC

Calibre nominal (mm ²)	Área (mm ²)	No. Hilos	Diámetro		Peso unitario (Kg/m)	Carga de rotura (kN)
			Hilos (mm)	conductor (mm)		
40	46,5	7	2,91	8,72	127,1	15,1
63	73,2	7	3,65	10,9	200,2	23,06
100	116	19	2,79	14	319,9	37,76
125	145	19	3,12	15,6	399,2	47,2

Tabla 3.8. Características del AAAC

3.2.2.3. Regulación de tensión

La regulación de tensión para la red de 34,5 kV rural en el punto más lejano del circuito es de -0.81% lo cual cumple con los reglamentos impuestos por [CODE13-c] en donde la regulación máxima es del 5%.

3.2.2.4. Factor de potencia

Las cargas conectadas al circuito presentan una variabilidad en el factor de potencia de las cargas del 0.88 inductivo hasta 0.9 inductivo, dependiendo del tipo de carga que se encuentre conectada a la red.

3.2.2.5. Modelo de carga

Teniendo en cuenta que esta red al ser de tipo rural, las cargas son de mayor consumo y de distintos tipos de consumidores. En el circuito se encuentran conectadas cargas de tipo industrial representado por grandes potencias con un factor de potencia menor a 0.9 inductivo, que se representan mediante el modelo de potencia constante y cargas de tipo poblacional tales como pueblos o veredas en donde puede predominar un factor de potencia del 0.9 inductivo y se modelan como cargas de impedancia constante.

De igual forma que con la red urbana de 13,2 kV, se utilizó la Norma Técnica Colombiana para caracterizar la carga dependiendo del área geográfica que toma cada una de estas cargas [NTC2050]. La Tabla 3.9 muestra la lista de las cargas caracterizadas en el circuito.

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N076	3φ	934,6734	100283,21	Industrias la Charpita	VN13D
N026	3φ	815,1551	58597,96	Fábrica de papas fritas J. Hernandez	VN11D
N034	3φ	1226,4051	87563,87	Industria madereda	VN12D
N046	3φ	820,576	128931,15	Vereda San Tumulto	NY12D

N060	3 ϕ	7920,674 7	1238209,34	El Virginio	CD74936
N065	3 ϕ	1785,267 7	588945,69	Pueblo Blanco	CD74937

Tabla 3.9. Caracterización cargas red 34,5 kV rural.

3.2.3. Red rural de 44 kV

Para lograr una caracterización de las redes de distribución del sector eléctrico colombiano, se hace necesario incluir todos los niveles de tensión de operación en distribución primaria del país. Solamente una empresa en el país hace uso de este nivel de tensión [EPM13], por lo tanto, se hace un poco más sencillo hacer la recopilación de información acerca de las redes de 44kV.

Este nivel de tensión se puede encontrar en Antioquia y sus alrededores, y pueden tener el mismo propósito que una red de 34,5 kV rural. Sin embargo, debido a su nivel de tensión, a este tipo de redes se les puede considerar como redes de subtransmisión [EPM13-a]. Entonces, se supone que esta red alimenta poblaciones pequeñas y medianas, grandes industrias, o subestaciones.

3.2.3.1. Tipos de estructuras

Tomando como base la única norma de diseño y construcción de redes de 44 kV, se han seleccionado tres estructuras las cuales pueden tener diferentes funciones dependiendo de la situación (terreno, vegetación, etc.) como se muestra en la Tabla 3.10. Estas estructuras no cambian bastante en configuración respecto a las otras, solo en distancias [EPM13].

Código	Nombre	Aplicación
LD006	Estructura en V con cable de guarda superior.	Zonas con poca vegetación y en donde el conductor no está expuesto a grandes esfuerzos mecánicos.
LD007	Estructura en delta con cable de guarda superior.	Zonas con poca vegetación y en donde el conductor no está expuesto a grandes esfuerzos mecánicos.
LD008	Estructura en H con cable de guarda superior.	Para vanos cortos, terrenos en donde el conductor está expuesto a grandes esfuerzos mecánicos (cables pesados).

Tabla 3.10. Estructuras seleccionadas red 44 kV

Las figuras 3.6, 3.7 y 3.8 ilustran los montajes para las líneas seleccionadas.

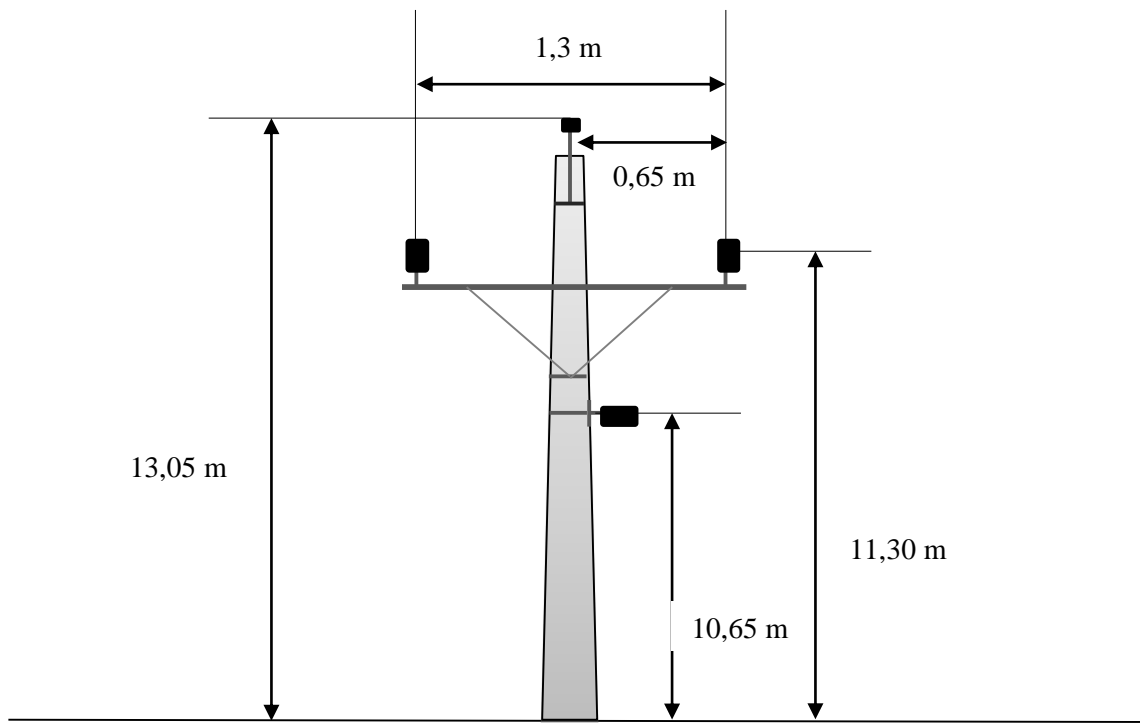


Figura 3.6. Estructura en V (LD006)

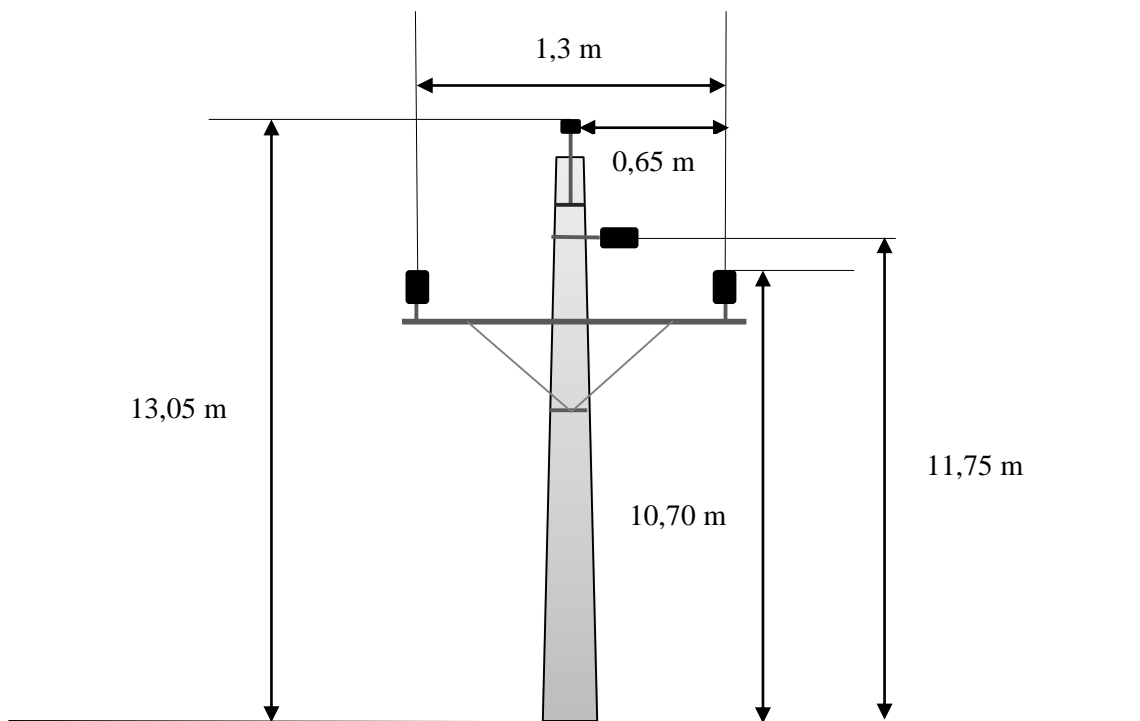


Figura 3.7. Estructura en delta (LD007)

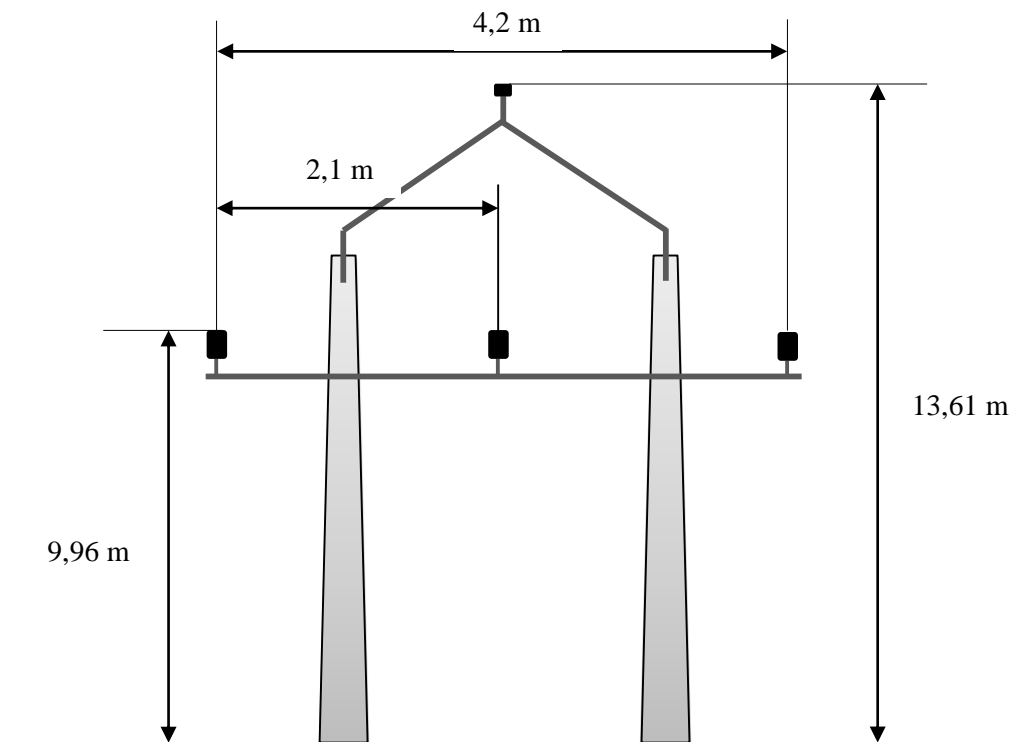


Figura 3.8. Estructura en H (LD008)

Las configuraciones de las figuras 3.6, 3.7 y 3.8 muestran un conductor adicional, el cable de guarda, que por lo general va arriba de las fases y puede ser del mismo calibre o menor que el de las fases. Debido a que EPM no tiene en sus normas valores predeterminados del vano, se establece que estos no serán mayores a 200m tomando valores de 100m, 130m, 150 y 200m. Sin embargo, por efectos del software de simulación, los vanos colocados en cada línea del circuito tendrán aproximadamente más de 500m debido a que este tipo de circuitos son bastante largos (subtransmisión), llegando a tener una longitud desde 40km hasta 60km aproximadamente, por lo cual sería muy dispendioso la implementación del circuito en ATPDraw. Pruebas realizadas en el software demuestran que una línea de un kilómetro es aproximadamente igual a tener conectadas en serie (cascada) 5 líneas de 200m con las mismas características que la primera mencionada. De igual forma, se tienen en cuenta estos valores para que se regulen mediante el RETIE, como se explicó en el numeral 3.1.3.2.

3.2.3.2. Conductores

Los conductores que utiliza EPM son de los tipos ACSR o AAAC, pero los operadores de red prefieren utilizar el tipo ACSR como conductor en sus líneas de distribución. Este operador de red utiliza de los calibres 4/0 AWG hasta el calibre Partridge [EPM13]. Las tablas 3.2, 3.3, 3.7 y 3.8 muestran las características presentes en estos conductores. Para la selección de calibre adecuado, se tuvieron en cuenta los mismos principios impuestos para las redes de distribución especificadas anteriormente. La tabla 3.11 muestra las características del Partridge.

Código	No. De hilos		Diámetro del hilo (mm)		Diámetro del conductor(mm)
	Aluminio	Acero	Aluminio	Acero	
Partridge	26	7	2,57	2,00	16,307
Peso unitario (kg/km)	Carga a la rotura (kgf)	Resistencia DC a 20°C (ohm/km)	Resistencia DC a 50°C (ohm/km)		Capacidad de corriente (A)
147,0	1987	0,21	0,24		457

Tabla 3.11. Características del Partridge (ACSR)

3.2.3.3. Regulación de tensión

La regulación de tensión para este circuito se encuentra en el 2.99% para el punto más lejano de conexión. Para EPM, la máxima regulación de tensión para redes primarias es del 3%, por lo tanto la red cumple con el requisito máximo para regulación de tensión en redes de 44 kV [EPM13-a].

3.2.3.4. Factor de potencia

Teniendo en cuenta el tipo de carga que está conectada la red, se varía en 0.87 y 0.9 inductivo teniendo en cuenta la magnitud de la carga individual.

3.2.3.5. Modelo de carga

Los modelos de impedancia constante y de corriente constante hacen parte de los modelos utilizados en el diseño de la red de 44 kV, para las cargas poblacionales y subcircuitos respectivamente. La razón por la cual se tomó como corriente constante los subcircuitos conectados a la red es debido a que las subestaciones conectadas a la red pueden tener un porcentaje similar de impedancia y potencia constante [HERR13]. Las cargas se caracterizaron de igual forma que las redes anteriores, utilizando la Norma Técnica Colombiana con base a las tablas de consumo por tipo de ocupación y los factores de demanda [NTC2050]. La Tabla 3.12 ilustra las características de la carga conectada a este sistema.

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N086	3 ϕ	2541,8541	NA	Subcircuito	C1
N087	3 ϕ	1992,2666	NA	Subcircuito	C2
N088	3 ϕ	423,1014	51013,15	Vereda la Juana	C3
N089	3 ϕ	2421,5901	301103,77	San Cristilo	C4
N090	3 ϕ	696,8188	NA	Subcircuito	C5

Tabla 3.12. Caracterización de cargas red 44 kV

3.2.4. Red rural 34,5 kV con cable de guarda

En algunas situaciones, se hace necesario proteger los circuitos contra descargas atmosféricas, ya que puede resultar que el estudio cerámico ejecutado en algún tramo de la línea presente alta probabilidad de descargas atmosféricas que pueden resultar bastante graves para el circuito de distribución si éste no se protege.

Puede existir una tamaño de circuitos con cable de guarda casi similar o mayor que de circuitos que no tengan cable de guarda en el país, por eso es importante tener en cuenta un circuito de 34,5 kV con cable de guarda incluido, para que éste haga el trabajo de proteger la red en caso de alguna descarga atmosférica [TIER10].

El diseño de esta red está basada principalmente por dos operadores de red que tiene entre sus circuitos redes de esta clase. La tabla 3.13 muestra las estructuras seleccionadas [CHEC13] [CODE13-a].

3.2.4.1. Tipos de estructura

Las estructuras seleccionadas mantienen algunas configuraciones respecto a las redes mencionadas anteriormente, solo que esta vez está incluido el cable de guarda [CHEC13] [CODE13-a].

Código	Nombre	Aplicación
LD009	Estructura en tormenta con cable de guarda superior	Zonas amplias con poca vegetación y soportar esfuerzos mecánicos (cables pesados).
LD010	Estructura en H con cable de guarda superior	Para vanos cortos, terrenos en donde el conductor está expuesto a grandes esfuerzos mecánicos (cables pesados).
LD011	Estructura en semibandera con cable de guarda superior	Zonas con poca vegetación y en donde el conductor no está expuesto a grandes esfuerzos mecánicos.

Tabla 3.13. Estructuras seleccionadas red rural 34,5 kV con cable de guarda

Las configuraciones con sus respectivas distancias se muestran en las figuras 3.9, 3.10 y 3.11. El cable de guarda en estos casos siempre tendrá que ir por encima de las fases del sistema de distribución.

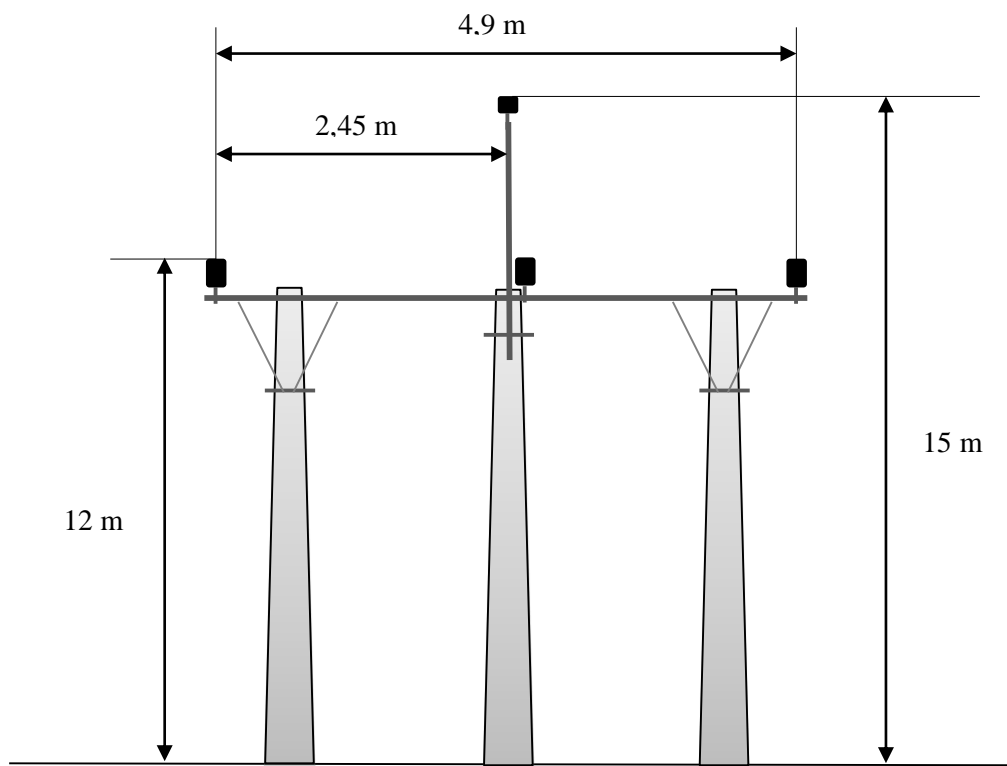


Figura 3.9. Estructura en tormenta (LD009)

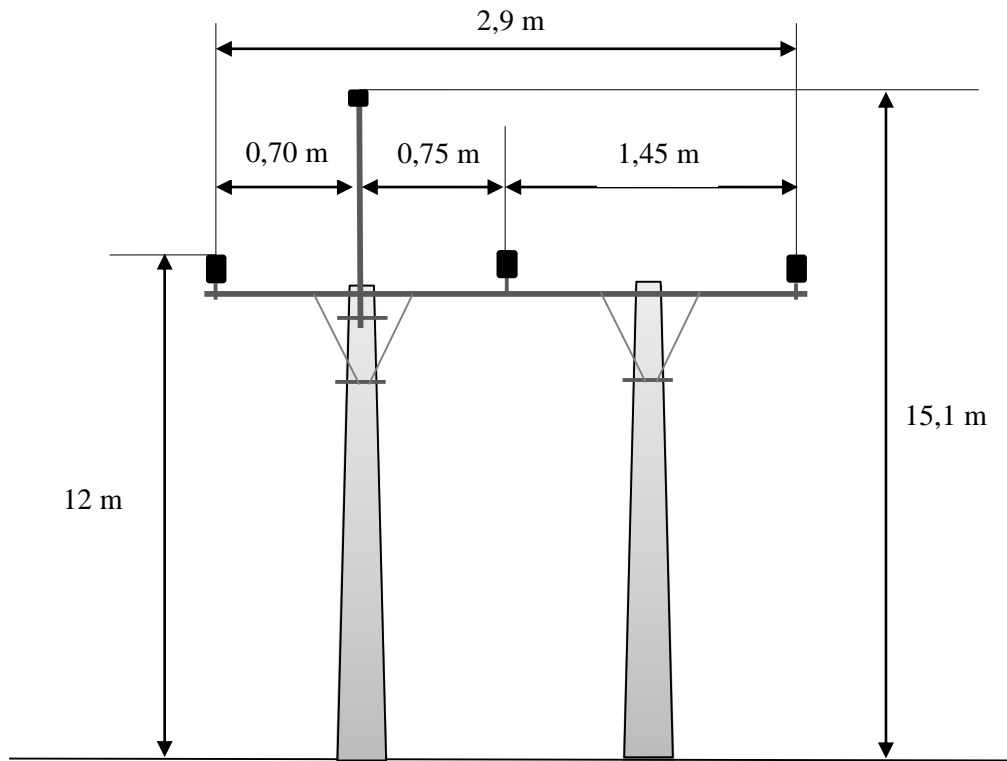


Figura 3.10. Estructura en H (LD010)

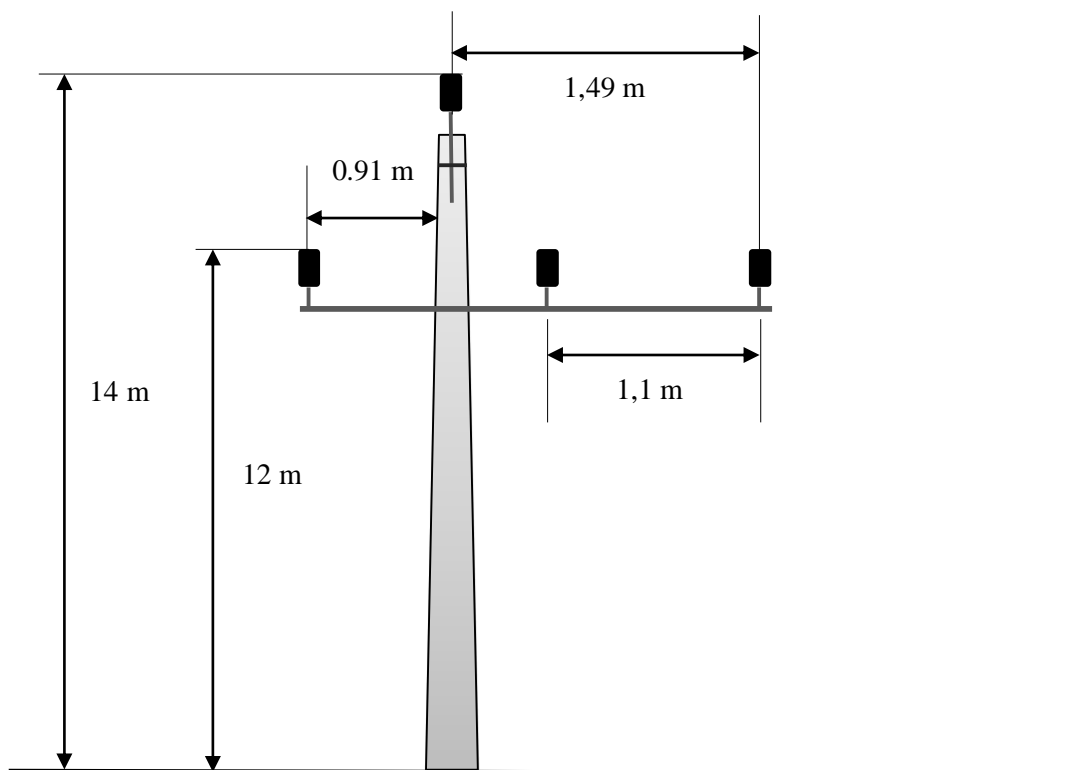


Figura 3.11. Estructura en semibandera (LD011)

3.2.4.2. Conductores

Los conductores utilizados en este tipo de circuitos son del tipo AAAC, que varían entre los calibres de 125 mm² y el 40 mm² [CODE13-a] [CHEC13]. Aunque para el circuito diseñado e implementado en software, no se utilizó el calibre de 40 mm² ya que las cargas conectadas podrían no quedar bien dimensionadas con este calibre. Las características eléctricas y mecánicas están presentes en la Tablas 3.7 y 3.8 del numeral 3.1.2.

3.2.4.3. Regulación de tensión

La regulación de tensión en el circuito diseñado para el punto de conexión más largo del circuito, es del -0.12%. Lo cual cumple con los reglamentos impuestos por CODENSA en donde la regulación máxima es del 5% [CODE13-c].

3.2.4.4. Factor de potencia

La mayoría de las cargas conectadas en la red al ser moderadamente grandes (pueblos y veredas) contienen un factor de potencia elevado entre valores de 0.9 a 0.94 inductivo. Sin embargo para las industrias que están conectadas, se puede presentar un factor de potencia de 0.88. Lastimosamente los operadores de red son muy reservados con esta información como para obtener un patrón del factor de potencia en cargas reales.

3.2.4.5. Modelo de carga

Al igual que la red de 34,5 kV sin cable de guarda, las cargas conectadas a este sistema son de impedancia y potencia constante y utilizando la Norma Técnica Colombiana, además se dimensionó la cantidad de potencia conectada a cada una de estas cargas [NTC2050]. La tabla 3.14 ilustra las características de la carga conectada.

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N062	3φ	1058,0536	158567,37	Vereda Santa Emilia	C1
N063	3φ	7194,7278	897465,98	Dosgranadas	C2
N064	3φ	2373,12784	287876	Vereda Laureles	C3
N065	3φ	1373,72146	57896,43	Frituras Mamalinda	C4

Tabla 3.14. Caracterización carga red rural 34,5 kV con cable de guarda

3.2.5. Red urbana de 13,2 kV con neutro

Al igual que las redes de 13,2 kV sin neutro cuyas características fueron vistas en el numeral 3.2.1, puede existir una cantidad considerable de redes de contengan cable de neutro con las mismas características [RAMI04]. Principalmente se tuvo en cuenta las normas relacionadas

con CHEC (Central Hidroeléctrica de Caldas) y CODENSA para realizar el diseño de este circuito [CHEC13] [CODE13-a].

3.2.5.1. Tipos de estructuras

Las estructuras seleccionadas incluyen la configuración triangular con ciertos cambios de distancia entre conductores y la inclusión del cable de guarda además de otras dos estructuras aéreas tomadas de. La tabla 3.15 muestra las estructuras seleccionadas.

Código	Nombre	Aplicación
LD012	Estructura triangular con cable de guarda inferior	Inicio y final de línea, puede ser usado también para cambio de dirección
LD013	Estructura en bandera con cable de guarda lateral	Es necesario cuando se introduce la línea en zonas urbanas muy densas (edificios o casas altas) con riesgo de fallas
LD014	Estructura en semibandera con cable de guarda lateral	Se utiliza cuando existen zonas urbanas muy densas

Tabla 3.15. Estructuras seleccionadas red urbana de 13,2 kV con cable de neutro

Los diagramas de las estructuras se pueden ver en las figuras 3.12, 3.13 y 3.14; el cable de guarda se ubica por debajo para la estructura triangular y hacia el lado más izquierdo para las estructuras en bandera y semibandera.

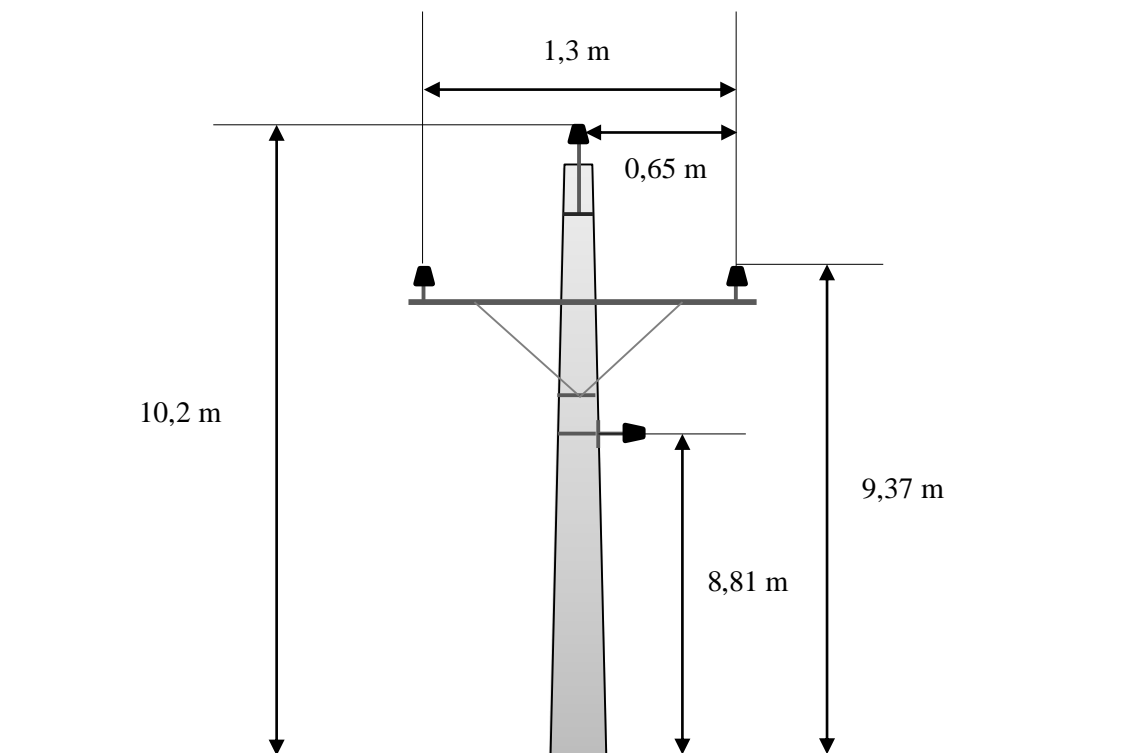


Figura 3.12. Estructura triangular con cable de guarda (LD012)

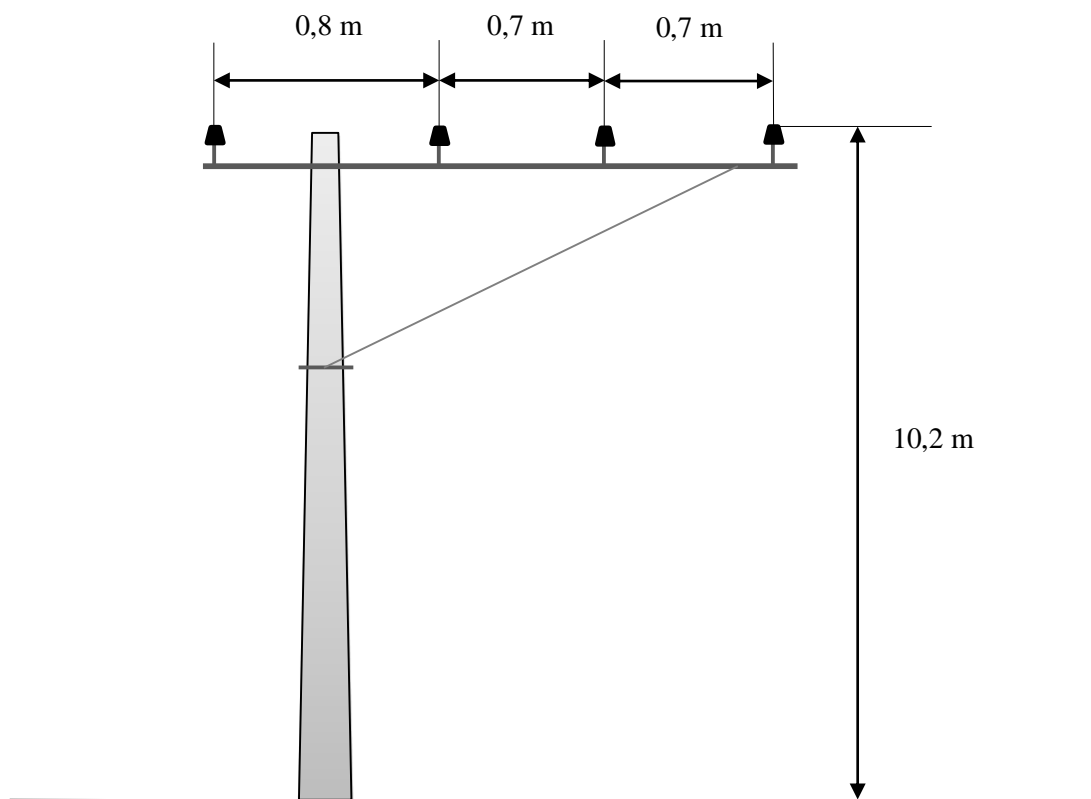


Figura 3.13. Estructura en bandera con cable de guarda (LD013)

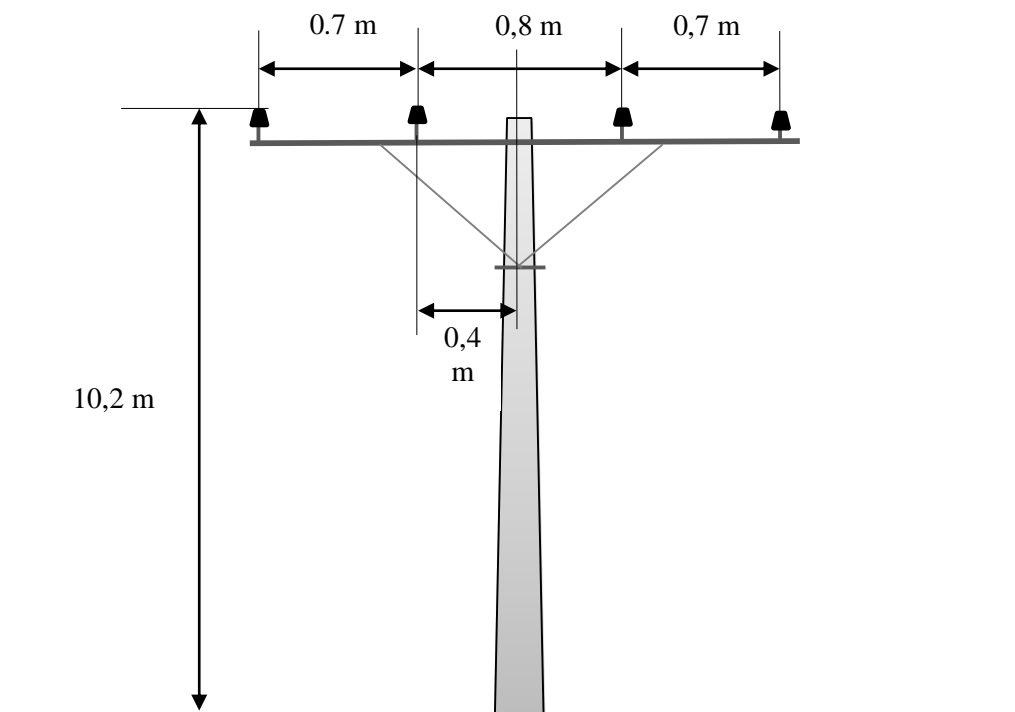


Figura 3.14. Estructura en semibandera (LD014)

3.2.5.2. Conductores

Los conductores utilizados para este circuito son del tipo AAAC de los calibres 4/0, 2/0 y 1/0 AWG [EEP13] [CHEC13]. Dependiendo de la cargabilidad de cada ramal del circuito. El calibre 3/0 AWG no se tuvo en cuenta ya que la corriente de los ramales medidos no es adecuado para este calibre. Las tablas con las características se muestran en las tablas 3.3 y 3.4.

3.2.5.3. Regulación de tensión

La regulación de tensión para el punto más lejano del circuito se encuentra aproximadamente en -0,04%, cumpliendo con las normas asociadas a este nivel de tensión [CHEC13] [EEP13].

3.2.5.4. Factor de potencia

El factor de potencia para este circuito se mantuvo en valores de 0.88 a 0.9, los cuales son valores típicos para las cargas de este tipo de circuitos [IEEE99-a] [RAMI04].

3.2.5.5. Modelo de carga

Como la red es de tipo urbana, el modelo de las cargas que predominan en este tipo de circuitos es de impedancia constante [RAMI04]. Se configura en modelo de carga híbrido para que funcione de esta manera [HERR13]. La tabla 3.15 **Tabla 3.16.** muestra las características de las cargas conectadas a este sistema.

Nodo	Conexión de carga	kVA	Área total (metros cuadrados)	Nombre de la carga	Asignación en el circuito
N102	3 ϕ	238,8787	27999,12	Conjunto residencial La Minta	C1
N103	3 ϕ	68,1773	6711,56	Barrio El Carmino	C2
N104	3 ϕ	78,2755	3525,28	Almacén El Precio es Afirmativo	C3
N105	3 ϕ	80,9743	15989,99	Hospital Hellway	C4
N106	3 ϕ	129,8163	3410,95	Banco Lerrovo	C5
N107	3 ϕ	160,5177	17229,96	Hotel El Eterno Descanso	C6
N108	3 ϕ	348,0897	15829,96	Centro Comercial Libertad	C7

N109	3 ϕ	77,9436	7829,25	Unidad residencial I.M. Sin	C8
N110	3 ϕ	17,2636	1379,15	Unidad residencial Olgaines	C9
N111	3 ϕ	72,4250	7211,78	Institución educativa La Santísima Yuri	C10
N112	1 ϕ	17881,6	1758,69	Catedral Del Nuevo Amanecer	C11
N113	3 ϕ	21,4561	1755,89	Barrio el Chuzmo	C12
N114	1 ϕ	2,2060	108,25	Parqueadero El Candado	C13
N115	3 ϕ	96,1950	4368,27	Centro comercial ACCESS	C14
N116	3 ϕ	32,1329	2713,58	Edificio Calimar	C15
N117	3 ϕ	17,5434	1766,25	Motel Nido de Amor	C16
N118	3 ϕ	42,0271	3578,96	Unidad residencial Utuz	C17
N119	3 ϕ	65,4233	6342,96	Barrio La Esperanza	C18
N120	3 ϕ	44,154	2015,15	Almacén El Gran Ahorro	C19

Tabla 3.16. Caracterización de carga red urbana de 13,2 kV con cable de neutro.

Capítulo 4

4. EVALUACIÓN DE CIRCUITOS

A los circuitos ya establecidos y parametrizados anteriormente con características que los hacen singulares a cada uno con respecto a los demás, adicional al nivel de tensión y tipo de red, es necesario que sean implementados en un software especializado que permita obtener de manera sencilla los datos necesarios para evaluar las redes y verificar que son aptos para la utilización de las metodologías de localización de fallas. El software ATPdraw, ha sido la herramienta que ha facilitado al grupo de investigación en sus estudios de calidad de energía y será la herramienta a utilizar para el diseño de las redes prototipo.

Es importante aclarar que se deban cumplir ciertas condiciones antes y después de incorporar los circuitos a ATPdraw, de forma que las herramientas utilizadas por el grupo de investigación tengan un satisfactorio efecto sobre las redes diseñadas, sin embargo, pueden surgir algunos inconvenientes ya que por características propias de alguna de las redes, las herramientas SimulaciónRF y ATPxchange pueden entregar resultados erróneos [SIMR12] [ATPX10].

4.1. Condiciones previas para la incorporación de las redes en ATPdraw

Para implementar cada uno de los circuitos en el software de simulación, fue necesario organizar los datos de manera adecuada para que las tarjetas de solda entreguen la información necesaria para la localización de fallas de manera ordenada. [RULE01] [THEO87]. En el simulador, existe una opción llamada *settings* donde se encuentran los ítems de configuración necesarios antes de ejecutar cualquier simulación. En la

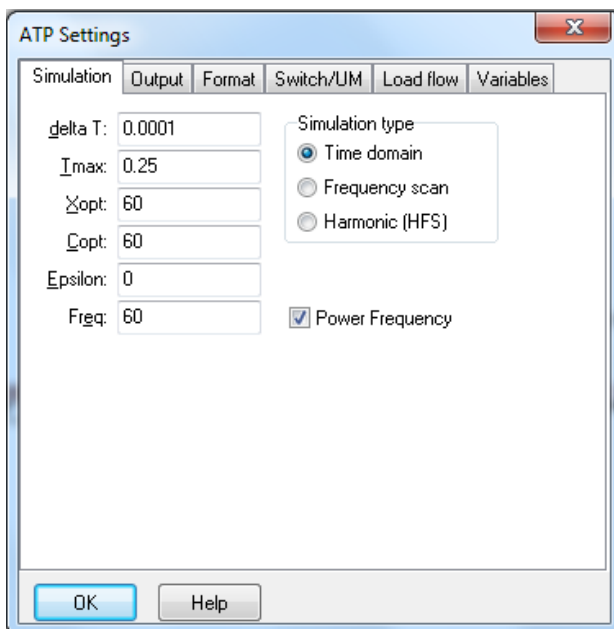


Figura 4.1 se puede observar la ventana emergente de esta opción, dando clic en la pestaña *ATP*.

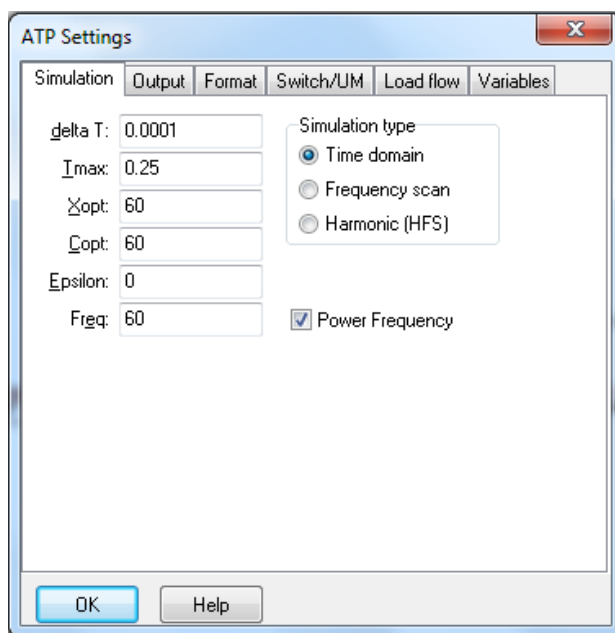


Figura 4.1. Ventana de dialogo *settings* ATPdraw (simulation).

Los ítems mostrados en la figura, son necesarios para establecer los límites de la simulación como el paso del tiempo Δt (*delta T*), el tiempo máximo de simulación (*Tmax*) y frecuencia del sistema en Hertz (*Freq*). Para los circuitos diseñados, *delta T* será igual a 0,0001 segundos, *Tmax* igual a 0,25 segundos y *Freq* igual a 60 Hertz. Es posible especificar qué tipo de simulación desea el usuario, en el dominio del tiempo (*Time domain*) o de la frecuencia (*Frequency scan*). En las barras *Xopt* y *Copt*, si se coloca el valor de la frecuencia de sistema, en el software el usuario podrá ver los valores de inductancia y capacitancia en términos de reactancia y susceptancia respectivamente, donde la reactancia esta en Ohms (Ohmios) y la susceptancia está en μS (micro-siemens). Si se dejan en cero, la inductancia y capacitancia estarán en términos de L y C respectivamente, donde L esta en mH (mili-henrios) y C en μF (micro-faradios) [RULE01].

También en *settings*, es posible configurar la frecuencia con la se muestrean las señales generadas por la conexión de medidores y la frecuencia con la cual se imprimen estas señales en cualquier ventana donde se grafique en función del paso del tiempo (*Print freq* y *Plot freq* respectivamente en la pestaña Output) [RULE01]. Estos parámetros son de mucha importancia al momento de realizar mediciones sin que puedan ocurrir errores. Para los circuitos diseñados, "*Print freq*" tendrá un valor de uno al igual que "*Plot freq*".

También se debe tener en cuenta algunas especificaciones para las líneas, el tipo de fuente instalado, los transformadores, los medidores y el dimensionamiento de la carga.

Inicialmente, para las líneas no solo se debe tener en cuenta su configuración sino también las condiciones en que van a funcionar [RULE01-a] [RULE01-b]. El tipo de línea a utilizar, será la LCC (*Line/Cable Constants*) con las especificaciones que se ilustran en la

Figura 4.2.

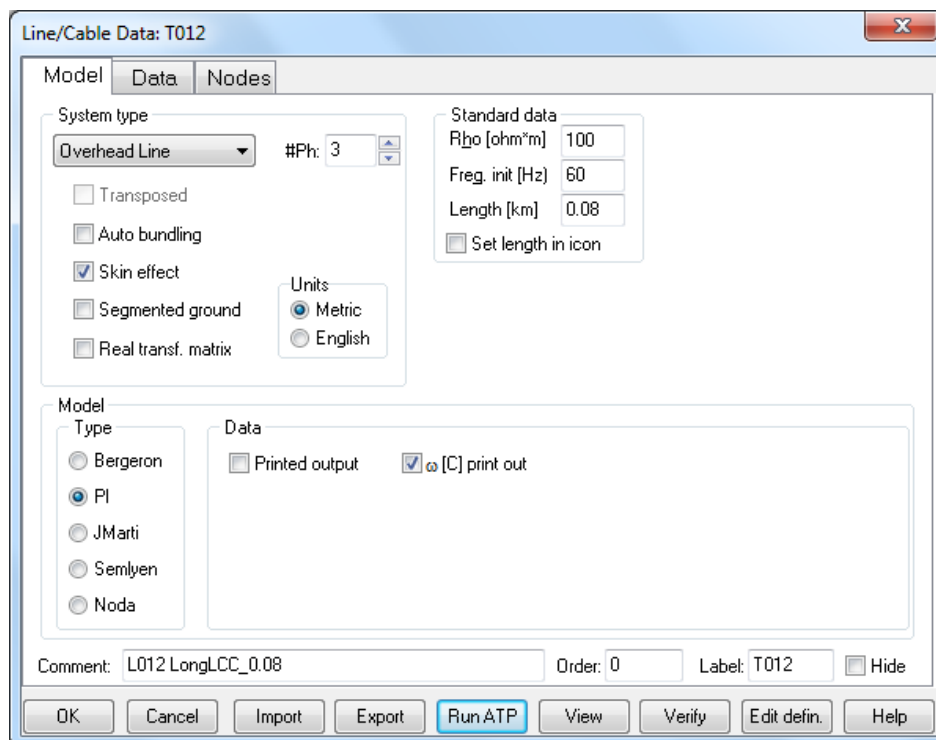


Figura 4.2. Cuadro de dialogo LCC

La pestaña “*Model*” del cuadro de dialogo es donde se establece el modelo de la línea y sobre qué estándares va a funcionar.

En la ventana “*Systemtype*”, se puede seleccionar el tipo de sistema en el cual el modelo de línea será aplicado. Los sistemas de interés para este documento son: el “*Overhead Line*” para sistemas aéreos con conductor desnudo y el “*Enclosing Pipe*” para sistemas aéreos, superficiales o subterráneos con cables aislados. Dependiendo del sistema seleccionado, se emplean opciones adicionales para cada uno de ellos, por ejemplo, el “*Enclosing Pipe*” hay que adicionar además de las características de los conductores, las características del ducto donde están contenidos, entre otros [RULE01].

En la ventana “*Type*” se ilustran los distintos modelos diseñados con los que se puede ejecutar el programa, entregando diferentes tarjetas del ATP [RULE01]. El modelo “*Pi*” es el más adecuado para diseñar las líneas ya que es ideal para modelar líneas cortas. La ventana “*Data*” es una opción adicional que le indica al usuario si desea incluir en la tarjeta del ATP matrices adicionales [RULE01-a].

La ventana “*Standard data*” es donde se introducen los datos básicos referidos a la resistividad del terreno (“*Rho*”), frecuencia de operación (“*Freq init*”) y longitud del tramo de la línea (“*Length*”). Por defecto, la resistividad del terreno se fija en 100 ohmios-metro para estudios relacionados con la localización de fallas [ANDE95].

Lo siguiente a tener en cuenta es el tipo de fuente a conectar en el sistema, que debe estar junto a una impedancia conectada en serie (impedancia de Thévenin) siendo la representación

de la subestación del sistema. La fuente a utilizar es la fuente “*AC source (1&&3)*” que permite colocar tensión y desfases entre cada una de las fases del sistema, permitiendo esta opción en caso de que se requiera una fuente desbalanceada para pruebas en el sistema. La

Figura 4.3 ilustra el cuadro de dialogo de la fuente mencionada para 44 kV. Dependiendo del circuito diseñado se configura la fuente a su respectivo nivel de tensión [RULE01].

DATA	UNIT	VALUE
AmplitudeA	Volt	44000
AmplitudeB	Volt	44000
AmplitudeC	Volt	44000
Frequency	Hz	60
PhaseAngleA	degrees	0
PhaseAngleB	degrees	-120
PhaseAngleC	degrees	120
StartA	sec	-1

NODE	PHASE	NAME
AC	1	

Figura 4.3. Cuadro de dialogo fuente “*AC source(1&&3)*”

Los transformadores utilizados serán trifásicos de conexión YY o Dy y estarán con el propósito principal de aislar las redes, con la conexión YY para aislar la subestación y la conexión Dy para aislar las cargas. El transformador Dy es útil cuando se desea que el modelo de carga híbrido tenga conexión en delta. Por defecto, de este modelo solo sale un terminal para conectar al circuito y con el transformador Dy este puede ser visto desde el primario como una carga conectada en delta [RULE01-c] [HERR13].

Otros elementos importantes son están los medidores de tensión y corriente conectados en la subestación. Estos deben estar de forma que permita la correcta medida de la variable correspondiente. Es importante configurarlos de forma que puedan medir las variables de cada una de las tres fases. En la Figura 4.4 se puede observar un ejemplo de la configuración de un medidor de corriente, similar a la del medidor de tensión respecto a la referencia.

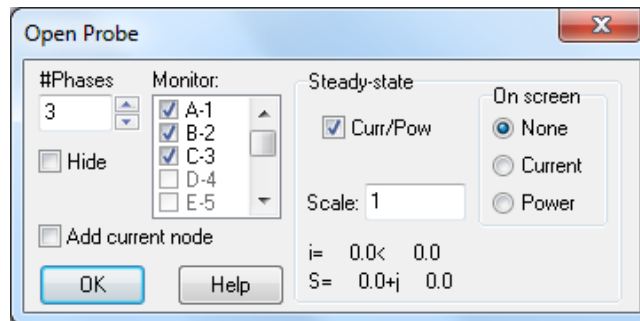


Figura 4.4. Cuadro de dialogo medidor de corriente

Por último, se debe tener en cuenta la dimensión de la carga conectada en el circuito ya que representa las instalaciones que comúnmente se conectan a un circuito de distribución colombiano. La Norma Técnica Colombiana 2050 (Código Eléctrico Colombiano) ofrece una metodología que permite hacer una evaluación de la demanda en función del área geográfica y del tipo de instalación (industria, casas, hospitales, etc.) [NTC2050]. Esta metodología se implementó en una interfaz gráfica (GUI) de MATLAB®, para agilizar el proceso de dimensionamiento de la carga a conectar en las redes de distribución. En la Figura 4.5 muestra la GUI realizada en MATLAB® para el diseño de la carga.

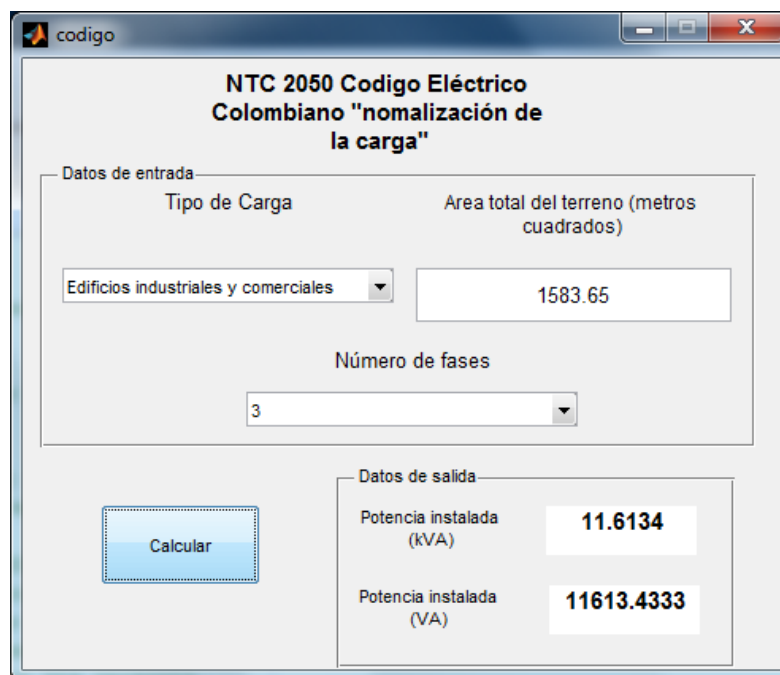


Figura 4.5. Normalización de la carga conectada (GUI).

Con estas características, se espera que todas las redes prototipo ya diseñadas cumplen con las condiciones necesarias para ser implementadas en ATPdraw, sin embargo, hay que aclarar que esto no es suficiente para que los circuitos puedan ser utilizados en la localización de fallas. En el siguiente numeral se explican los requerimientos de estas redes para ser utilizadas correctamente.

4.2. Condiciones posteriores para incorporación de las redes en SimulaciónRF y ATPxchange

Antes de que estas redes puedan ser empleadas por los integrantes del grupo de investigación, deben seguir un protocolo de asignación para que los software implementados en el grupo ICE3, SimulaciónRF y ATPXchange puedan tener éxito en su aplicación sobre las redes prototipo [SIMR12] [ATPX10].

4.2.1. Simulación RF

Simulación RF es un software en MATLAB® para simular automáticamente fallas en sistemas de distribución haciendo uso del ATP, está diseñado para ejecutar de forma masiva los distintos tipos de falla dentro de un circuito de distribución [SIMR12]. Todas las simulaciones son realizadas desde el ATP por MATLAB® brindando una fácil aplicabilidad y manejo de datos desde ATP y MATLAB® respectivamente [SIMR12].

4.2.1.1. Requisitos mínimos del circuito implementado en ATPdraw para uso del SimRF

Como el programa de simulación de fallas hace uso de la tarjeta generada por el ATP, es importante que esta tenga en el código fuente una nomenclatura adecuada para que MATLAB® pueda hacer una lectura correcta de la información que necesita [SIMR12].

a. Nomenclatura de nodos

Los nodos de los circuitos diseñados deben ser escritos de manera que SimRF lo pueda reconocer adecuadamente sin generar algún error. Para esto se debe escribir con el formato NXXX, donde la XXX representa combinaciones de números que van de 001 a 999 en forma ascendente [SIMR12]. La escritura se hace dando clic derecho sobre el nodo que se necesite nombrar. La Figura 4.6 ilustra un ejemplo de la nomenclatura que se debe usar.

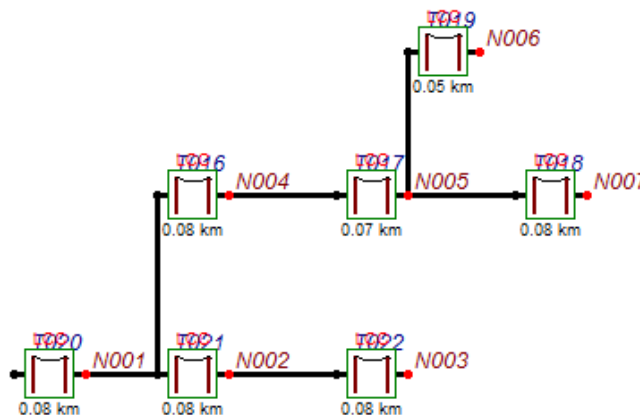


Figura 4.6. Numeración de los nodos

También se deben tener en cuenta los medidores de tensión y corriente conectados a la subestación del circuito, para estos nodos donde el medidor de corriente está conectado en serie y el medidor de tensión está conectado en paralelo, donde este último puede estar conectado al inicio o final de medidor de corriente; se debe nombrar los nodos de izquierda a derecha (todos los circuitos empiezan desde este orden) de la forma $Nf0$ y $Nf01$ como

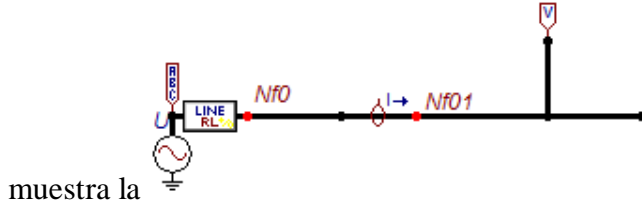


Figura 4.7 [SIMR12].

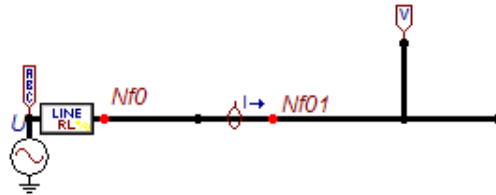


Figura 4.7. Numeración de los nodos en los medidores

b. Configuración del ATPdraw

Es recomendable que el usuario antes de ejecutar cualquier simulación, se dirija a la carpeta de instalación del ATPDraw (\ATP\Tools) y cambie en el archivo *ATPLnch.ini* de 0 a 1 el parámetro *Closewindow*. Esto con el fin de que se cierren las ventanas de ejecución del ATP en cada caso asumido por el programa en MATLAB® [SIMR12].

4.2.2. ATPXchange

El ATPXchange, es un programa hecho en MATLAB® con el propósito de obtener radiales equivalentes a partir de la subestación de un circuito de distribución previamente diseñado e implementado en ATPdraw [ATPX10]. De igual forma que con simulación RF, este programa toma como base la tarjeta generada por el software de simulación donde existe un orden específico para los elementos del circuito.

4.2.2.1. Requisitos mínimos del circuito en ATPdraw para uso del ATPXchange

a. Nomenclatura de nodos

La nomenclatura de los nodos para este programa tiene que estar configurado de igual forma como se explica en simulación RF (numeral 4.2.1.1).

b. Nomenclatura de las cargas

Como los circuitos de distribución diseñados tienen como carga conectada el modelo de carga híbrido, se debe tener especial cuidado con esto, ya que la versión actual del ATPXchange no funciona de manera adecuada con los *models* utilizados para diseñar el modelo de carga [HERR13] [RULB96-a].

Para que el programa pueda hacer la lectura de los *models* se debe colocar en el cuadro de diálogo de la carga en el espacio “*comment*” la palabra “Carga” junto con el nombre de ésta, de igual manera para el espacio designado en “*Label*” se debe colocar el nombre de la carga, con el fin de que ATPdraw la reconozca, como muestra la Figura 4.8. [ATPX10].

Es de suma importancia que el modelo de carga conectado en el circuito pueda ser reconocido por el programa de reducción, para esto se debe colocar en la opción “Vista” del modelo (ver Figura 4.8) un valor de uno. Esto se hace con el fin de que ATPXchange reconozca el modelo conectado dentro de la tarjeta [HERR13].

DATA	UNIT	VALUE
aq0		0
aq1		1
aq2		0
pr		1
px		1
Nodo		159
Fase		1
Vista		1

NODE	PHASE	NAME
Left	A	N159

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label: C1A

Comment: Carga C1A

Type 94
Model: CZIPL Edit
Output: 0 - No Record

☐ THEVENIN
☐ ITERATED
☒ NORTON
☐ NORTON-transmission

☐ Hide
☐ Protect
NumPh 1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4.8. Cuadro de diálogo carga híbrida

c. Nomenclatura de las líneas

Lo primero que se debe hacer es verificar que las líneas se estén guardando en la carpeta de trabajo del ATP, para esto se debe ir a “*Tools/Options*” y en la pestaña “*Files&Folders*” observar que todos los archivos generados vayan a la carpeta “\ATP\work” excepto “*Help folder*” y “*Plugins folder*” que se pueden dejar en la carpeta por defecto del ATPDraw [ATPX10]. La Figura 4.9 muestra esta ventana.

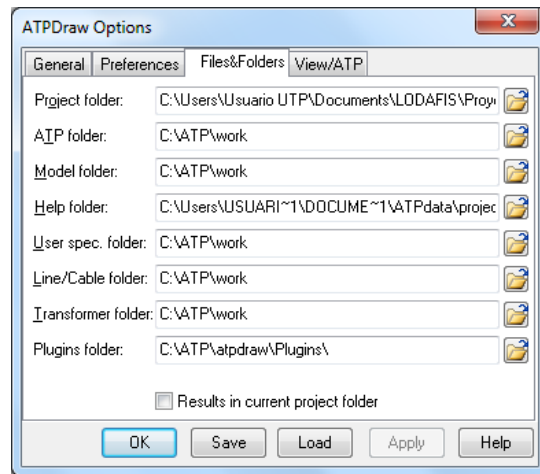


Figura 4.9. Opciones del ATPdraw

Luego, se debe crear el archivo ATP para que las líneas queden seleccionadas en la tarjeta. Esto se realiza siguiendo la dirección *"ATP\Sub-process\Make ATP file"*.

Ahora se procede a nombrar las líneas que estén conectadas en el circuito, esto se realiza teniendo en cuenta que todas las líneas de un circuito deben ser ejecutadas usando el comando *"Run ATP"* visto en la Figura 4.10, donde antes de realizar cada ejecución, se le pregunta al usuario como quiere llamar la línea, este deberá utilizar el formato *TXXX*, donde *XXX* representa un número entre 001 y 999 [ATPX10]. Como en la tarjeta del ATP no aparece la longitud de la línea, se debe colocar en el espacio para *"Comment"* el nombre que el usuario desee darle a la línea más la longitud de la línea con el formato *"LongLCC_XXX"*, donde *XXX* es la longitud de la línea en kilómetros. La Figura 4.10 muestra la ventana y el sitio donde se debe colocar el parámetro mencionado.

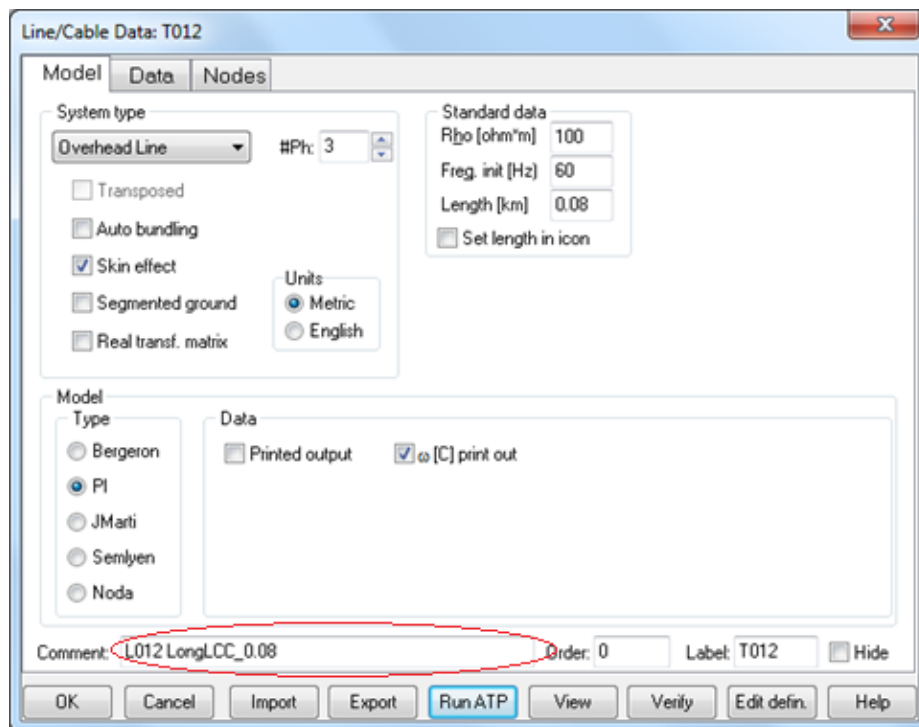


Figura 4.10. Señalización para longitud de la línea

Todos los protocolos explicados para estos dos programas utilizados por el grupo de investigación deben ser aplicados a las redes de distribución prototipo de niveles de tensión 2 y 3, con el fin de que estos puedan ser utilizados para aplicación de metodologías de localización de fallas. Sin embargo, algunas características asociadas con cada una de las redes y el modelo de carga híbrido, han generado problemáticas que complican la utilización de estas herramientas. En las líneas, por ejemplo para la red urbana de 13,2 kV con cable de neutro genera en el ATP tarjetas donde la matriz de impedancia de línea es de 4X4 y estas no son reconocidas por simulación RF y ATPXchange. Para el modelo de carga híbrido han surgido problemas respecto a la escritura de la carga en la tarjeta, ya que a pesar de cambiar el parámetro “*Vista*” y hacer la escritura en la tarjeta, ATPXchange no hace la lectura adecuada de ésta, adicionando el hecho de que el ATPXchange no reconoce los transformadores conectados en el circuito. En el capítulo 6 estas problemáticas entran en discusión como trabajo futuro.

Capítulo 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones generales

Debido a la gran variedad de circuitos de distribución en el territorio colombiano, es prácticamente imposible obtener redes prototipo que acumulen una cantidad inmensa de características en lo que se refiere a cargabilidad, topología, vanos y tipo de carga. Estas redes diseñadas abarcan muchas etiquetas que puede contener un sistema de distribución colombiano, por esta razón se optó por hacer una búsqueda de las normas de diseño y construcción de los principales operadores de red que puedan estar basadas en la mayoría de estas etiquetas.

Un factor de valiosa importancia que se requiere para el diseño de circuitos es la experiencia, ya que con la práctica relacionada a la instalación de líneas de distribución se puede esperar del ingeniero electricista afirmaciones claras y concisas del porqué se debe utilizar una estructura en particular y no otra, porqué es mejor un conductor que el otro, o por qué la línea debe seguir determinada ruta, entre otros aspectos. A pesar que se contó con la asesoría de expertos en estos temas, no hay dudas en que la experiencia al respecto solo se adquiere en la práctica.

La búsqueda y consulta de las normas de diseño y de redes de distribución por parte de los mayores operadores de red del territorio colombiano, ha permitido obtener un amplio conocimiento sobre los sistemas de distribución y cómo es su regulación. Además se creó una herramienta en MATLAB® muy útil para la caracterización de la carga con base al código eléctrico colombiano (NTC2050), que permitió dar una noción de las cargas que pueden estar conectadas en los sistemas de distribución.

El manejo adquirido del software de simulación ATPDraw fue significativo, ya que para el diseño de las redes fue necesario aprender algunas particularidades del programa, cómo el formato de las tarjetas generadas, la configuración de los elementos del sistema y el manejo de las herramientas gráficas ofrecidas por el ATP.

5.2. Recomendaciones

Es recomendable, buscar o crear herramientas que permitan generar circuitos de distribución basados en las normas y reglamentos del sector eléctrico colombiano junto con los principales operadores de red, para así lograr obtener sistemas de prueba para las metodologías de localización de fallas paralelas y que estas queden correctamente validadas con respecto a los sistemas de distribución primarios de Colombia.

También es recomendable que las herramientas utilizadas por el grupo de investigación ICE3 (SimulaciónRF y ATPXchange), sean un poco más precisas y que incluyan en su estructura más situaciones operativas, como la variación de longitudes de línea, variación del calibre del conductor, variación de carga, inclusión de generación distribuida, entre otros. Es importante que los circuitos cumplan con ciertas características para que los programas funcionen bien, pero estas características limitan la funcionalidad de estos: la inclusión de

transformadores, la inclusión del cable de neutro, la correcta lectura del modelo de carga híbrido y principalmente, la falta de modularidad entre SimulaciónRF y ATPXchange del grupo ICE3, ya que en caso de hacer una posible modificación a alguno de estos programas, éste requiere de un tiempo considerable para encontrar los códigos relacionados al objetivo planteado.

5.3. Trabajo futuro

Los trabajos futuros están plenamente relacionados con las modificaciones de los programas Simulación RF y ATPXchange.

Principalmente, se espera para los dos programas hacer la inclusión de la reducción de la matriz de impedancia (parcial o total del circuito) en caso de que se necesite, ya que pueden existir casos en los que exista una red que incluya en su configuración un cable adicional que cumplirá la función de neutro, donde obligatoriamente tiene que estar conectado a un transformador con conexión Y en alguno de sus devanados.

Para el ATPXchange, se espera que dentro del código fuente, se incluyan los transformadores con sus variaciones en grupos de conexión ya que en los resultados de la reducción en radiales equivalentes no se está incluyendo la carga conectada al transformador por la omisión del mismo.

Finalmente, se debe hacer una revisión del código de ATPXchange en cuanto a la lectura de cargas ya que a pesar de que el modelo de carga híbrido entrega a la tarjeta del ATP los valores de impedancia correspondientes, el programa de reducción no los está teniendo en cuenta en la lectura del archivo XML.

Capítulo 6

6. BIBLIOGRAFÍA

- [ANDE95] Anderson, Paul M. (1995). Analysis of Faulted Power Systems. IEEE Press Power Systems Engineering Series. New York.
- [BEAT98] Beaty, Wayne (1998). Electric Power Distribution Systems. PennWell Publisher. Oklahoma.
- [CENT13] Cables subterráneos para media tensión con aislamiento del 133%, CENTELSA. Julio 2013. <http://www.centelsa.com.co/archivos/984b6fe7.pdf>. Julio 2013.
- [CHEC13] Manual de normas de diseño y construcción, Redes aéreas de media tensión, Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC. Julio 2013. <http://www.chec.com.co/sitioweb/flash/files/3.REDES%20A%C3%89R EAS%20DE%20MEDIA%20TENSI%C3%93N.pdf>.
- [CHEC88] Checa, Luis M. (1988) Líneas de Transporte de Energía. Marcombo S.A, tercera edición. España.
- [CICE08] Qingnan. Li, Andersen. Michael A. E, Thomsen. C (2008). Research on Power Factor Correction Boost Inductor Design Optimization — Efficiency vs. Power Density. 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia. Korea.
- [CODE13-a] Normas técnicas, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion.
- [CODE13-b] Líneas aéreas rurales de distribución, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion.
- [CODE13-c] LAR022 Configuraciones básicas y distancias de construcción para líneas de 34,5-13,2-11,4kV, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/cables/et103_conductores_semiaislados_lineas_aereas_mt_34#heading_5
- [CODE13-d] Generalidades. Normas de construcción redes aéreas de distribución, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion/generalidades_lar/largeneralidades_normas_construccion_redes_aereas_rurales_distribucion.
- [CODE13-h] Normas técnicas, CODENSA. Julio 2013. http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/lineas_aereas_11_4_13_2_kv
- [COTO13] Coto Aldrado, José. Análisis de Sistemas de Energía Eléctrica. Universidad de Oviedo.
- [CREG10] Convenio Específico No. 02 Apoyo Académico y Soporte Técnico en el Proceso de Implementación de Planes de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica. Informe final. 5112326202 – 03.
- [E.E.ST03] E. E. STAFF del M.I.T. (2003) Circuitos Magnéticos y Transformadores. Editorial Reverté, primera edición. España.

- [EDEQ13] Manual de normas técnicas, capítulo 2-Redes aéreas, Empresa de Energía del Quindío EDEQ. Julio 2013. http://www.epm.com.co/portal_edeq/documentos/NewFolderNormastecnicascapitulos/2-Redes-Aereas.pdf.
- [EEP13] Normas de diseño y construcción para redes y subestaciones dentro del sistema eléctrico de la empresa de energía de Pereira, Empresa de Energía de Pereira EEP. Julio 2013. http://www.eep.com.co/images/stories/normatividad/Normas_EEP_2007.pdf.
- [EPM13] Normas y especificaciones técnicas, EPM, 2013. <https://www.epm.com.co/site/Home/Centrodedocumentos/Proveedoresycontratistas/NormasyEspecificaciones/Normasa%C3%A9reas/Grupo2Normasde132kV.aspx>
- [EPM13-a] [EPM13-a] Criterios de diseño de la red de electrificación rural. https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_8_normas_tecnicas/RA8-025_006.pdf
- [GARC10] García Trasancos, José. Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión. Ediciones Paraninfo, sexta edición. España, 2010.
- [GURU03] Guru. Bhag S. Hiziroglu. Huseyin R (2003). Maquinas eléctricas y transformadores. Alfaomega. Tercera edición.
- [HERR13] Herrera Orozco, Ricardo. Mora Flórez, Juan J. Patiño, Jhon F. Simulación y Validación del Modelo Polinomial de la Carga Utilizando ATP. Universidad Tecnológica de Pereira. Colombia. ISSN 0122-1701.
- [HERR13-a] Herrera Orozco, Ricardo. Análisis de los efectos de la variación de los parámetros del modelo de línea, de carga y de fuente, en la localización de fallas en sistemas de distribución. Tesis maestría. Universidad Tecnológica de Pereira. Febrero 2013.
- [IEEE04-b] B. Venkatesh, Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS VOL. 19, NO. 1, FEBRUARY 2004.
- [IEEE12] HAN Dong, LI Xinran (2012). The forecasting of electrical consumption proportion of different industries in substation based on SCADA and the daily load curve of load control system. International Conference on Computer Distributed Control and Intelligent Enviromental Monitoring.
- [IEEE13] Z. N. Popović. A Methodology for Reducing System Peak Load Through Load Management in Industries. Electric Power Company of Serbia.
- [IEEE93] Taskforce, "Load representation for dynamic performance analysis [of power systems]," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, pp. 472-482, 1993.
- [IEEE99-a] Choi, Joon-Ho; KIM, Jae-Chul. Evaluation of Interconnection Capacity of Dispersed Storage and Generation Systems to the Power Distribution Systems from the viewpoint of Voltage Regulation. Dept. ofElectricalEngineering, SoongsilUniversity, Seoul 156-743, Korea.
- [KERS07] William H. Kersting. "Distribution System Modeling and Analysis". New MexicoStateUniversity. CRC Press ISBN 0-8493-0812-7.

- [KOSO93] Kosow. Irving L (1993). Maquinas eléctricas y transformadores. Prentice Hall Hispanoamérica. Segunda edición. México.
- [LATI13] Características cables AAAC. [http://www.latincasa.com.mx/ES/informaciontecnica/Info%20tecnica/Resistencia%20del%20Cable%20de%20Alambres%20y%20Cables%20de%20Aluminio%20\(AAC\).pdf](http://www.latincasa.com.mx/ES/informaciontecnica/Info%20tecnica/Resistencia%20del%20Cable%20de%20Alambres%20y%20Cables%20de%20Aluminio%20(AAC).pdf). Julio 2013.
- [MORA06] Mora Flórez, Juan J. (2006) Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos basados en el conocimiento. Tesis doctoral. Universitat de Girona, España.
- [MORE10] Moreno Mohino, Jorge. Garnacho Vecino, Fernando. Simón Comín, Pascual. Rodríguez Herrerías, José. (2010) Reglamento de Líneas de Alta Tensión. Ediciones Paraninfo, primera edición. España.
- [PROC13] Procables Colombia. Cables ACSR. <http://procables.com.co/downloads/aleaciones/1350-ACSR.pdf>. Julio 2013.
- [RAMI04] Ramírez Castaño, Samuel. (2004) Redes de Distribución de Energía. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, tercera edición. Colombia, capítulo 2 y 4.
- [RULE01] Rifaldi, Alfredo. Bianchi Lastra, Raul (2001). ATP-EMTP Rule Book Alternative Transient Program. Electronic edition of ATP Rule Book in PDF. Buenos Aires, Argentina.
- [RULE01-a] Rule Book. Alternative Transient Program. Section RB-210. Line Constants. Comité argentino de usuarios de EMTP-ATP. 2001
- [RULE01-b] Rule Book. Alternative Transient Program. Section RB-230. Cable Constants. Comité argentino de usuarios de EMTP-ATP. 2001
- [RULE01-c] Rule Book. Alternative Transient Program. Section RB-04E. Saturable Transformer. Comité argentino de usuarios de EMTP-ATP. 2001
- [RULE96] Rule Book. Alternative Transient Program. Section RB-03F. Models in ATP. Introduction manual. Comité argentino de usuarios de EMTP-ATP. 1996.
- [THEO87] Electro-magnetic Transients Program EMTP Thory Book. Portland, Oregon 1987.
- [TIERR10] Tierras, soporte de la seguridad eléctrica. Segunda edición. Icontec.